



3  
2ej  
Universidad Nacional Autónoma de México

" COMPORTAMIENTO DEL BOMBEO NEUMÁTICO  
EN EL CAMPO CUNDUACAN TABASCO "

# TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A

ENRIQUE AGUILAR HERNANDEZ

MEXICO, D. F.

1986





## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



VERDAD NACIONAL  
AYUNTAMIENTO

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección  
60-I-257

Señor AGUILAR HERNANDEZ ENRIQUE.  
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr.M.enI. José Angel Gómez Cabrera, para que lo desarrolle como tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"COMPORTAMIENTO DEL BOMBEO NEUMATICO EN EL CAMPO CUNDUACAN,  
"TABASCO"

INTRODUCCION.

- I CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO.
  - II TIPOS DE TERMINACIONES.
  - III HISTORIA DE PRODUCCION DE LOS POZOS.
  - IV SUMINISTRO Y POTENCIA DEL GAS DE INYECCION.
  - V DISEÑO DE LAS INSTALACIONES SUBSUPERFICIALES.
  - VI EVALUACION DE LOS RESULTADOS.
  - VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
- NOMENCLATURA.  
BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los -- ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., Noviembre 25 de 1985.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

COMPORTAMIENTO DEL BOMBEO NEUMATICO  
EN EL CAMPO DE CUNDUACAN, TAB.

CONTENIDO

	PAG.
INTRODUCCION . . . . .	1
CAPITULO I. CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO . . . . .	5
I.1 CLASIFICACION DEL YACIMIENTO CUNDUACAN. . . . .	8
I.2 DATOS DE PRODUCCION DEL POZO CUNDUACAN No. 1. . . . .	12
I.3 LOCALIZACION DEL CAMPO . . . . .	14
I.4 ASPECTOS ESTRUCTURALES . . . . .	16
I.5 COMPORTAMIENTO PRIMARIO. . . . .	19
I.6 COMPORTAMIENTO SECUNDARIO. . . . .	22
CAPITULO II. TIPOS DE TERMINACIONES. . . . .	23
CAPITULO III. HISTORIA DE PRODUCCION DE LOS POZOS . . . . .	30
III.1 POZOS PROPUESTOS PARA SU CONVERSION A,B,N . . . . .	41
III.2 LINEA DE DESCARGA . . . . .	43
III.3 TIPOS DE INTERCONEXIONES A POZOS. . . . .	46
III.4 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE POZOS (VOGEL) . . . . .	54
CAPITULO IV. SUMINISTRO Y POTENCIA DE GAS DE INYECCION . . . . .	72
IV.1 RED DE BOMBEO NEUMATICO . . . . .	74
IV.1.1. Anteproyecto de la Red de Bombeo Neumatico.	

	PAG.
IV.1.2. Proyecto realizado de la red de B.N.	
IV.2 FUENTE DE ABASTECIMIENTO . . . . .	82
IV.3 DIAGRAMA DE FLUJO DE UN POZO CON B.N. A LA- SALIDA DE LA BATERIA DE SEPARACION . . . . .	85.
CAPITULO V. DISEÑO DE LAS INSTALACIONES SUBSUPERFICIALES . . . . .	88
CAPITULO VI. EVALUACION DE LOS RESULTADOS . . . . .	137
CAPITULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES . . . . .	141
NOMENCLATURA . . . . .	148
BIBLIOGRAFIA . . . . .	150

## INTRODUCCION

## INTRODUCCION

En un campo petrolero cuando se termina la perforación de los pozos y se procede a ponerlos en explotación, generalmente los fluidos llegan a la superficie por sí solos debido a la energía del propio yacimiento, entrando los pozos a una etapa llamada de vida fluyente dependiendo en gran parte de la presión del yacimiento.

La etapa de vida fluyente puede declinar lenta o rápidamente de acuerdo con el ritmo de explotación al que esté sujeto el yacimiento.

Cuando la energía del yacimiento es insuficiente para elevar los fluidos hasta la superficie, es necesario proporcionar una energía adicional, al pozo para que siga fluyendo; esta energía se aplica por métodos artificiales de producción.

Los sistemas artificiales mas comunmente empleados son: Bombeo neumático, bombeo mecánico, bombeo hidráulico y bombeo eléctrico, existiendo algunos otros de menor aplicación.

Es de gran importancia seleccionar el sistema artificial de producción que cumpla la función para la cual se diseña y sea el más económico.

Fundamentalmente el sistema consiste en inyectar gas a presión en el espacio anular del pozo para que, pasando por las válvulas de inyección, convenientemente colocadas en la tubería de producción, desplace la columna de aceite del pozo hasta el sistema de recolección en la superficie.

En el bombeo neumático existen dos tipos de flujo; flujo continuo y flujo intermitente, los cuales tienen diferentes aplicaciones y ventajas de operación, así como limitaciones que deben ser analizadas antes de decidirse a emplearlos.

Es de gran importancia para la industria petrolera que una vez seleccionado el sistema, éste además de cumplir con la función para la cual ha sido diseñado sea lo más económico posible, esta es una de las ventajas que en la mayoría de los casos tiene el bombeo neumático sobre otros sistemas de recuperación artificial, como son el bombeo mecánico, el bombeo eléctrico y el bombeo hidráulico; especialmente en pozos desviados, siempre y cuando se tenga un volumen suficiente de gas, no corrosivo, - disponible para tal objeto. Por otra parte su flexibilidad, - que permite con la misma instalación hacer diseños para bombear el aceite desde diferentes profundidades y con diferentes gases, según sean las condiciones del pozo.

El objetivo del presente trabajo es evaluar la aplicación y el comportamiento del bombeo neumático al Campo Cundua--



cán, Distrito Villahermosa, Zona sureste con el fin de conti- -  
nuar la explotación de los pozos que presentan características-  
adecuadas para la implantación de este sistema artificial, evi-  
tando de esta manera el cierre de los pozos, por no fluir debi-  
do al abatimiento de presión del yacimiento y por lo consiguien-  
te el decremento de la producción, durante el desarrollo de esta  
tesis se presentan diagramas y ejemplos de diseño en pozos re--  
presentativos de este campo, para su mejor comprensión.

## 1. CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

## I CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

En el estudio relacionado al comportamiento del yacimiento, es de suma importancia conocer los parámetros que caracterizan al estrato productor; dentro de estos la porosidad, permeabilidad; saturación de fluidos, presión del yacimiento, así como también los del aceite; como factor de volumen del aceite, la viscosidad y RGA, juegan un papel muy importante.

Además, se debe tomar en cuenta que los fluidos presentes en un yacimiento se depositan manteniendo siempre la posición más favorable de equilibrio.

El tiempo geológico durante el cual se llevan a cabo los procesos de migración y acumulación de los hidrocarburos, es suficiente para que se efectúe un equilibrio gravitacional y capilar, con relación al primero, puede establecerse que los fluidos se clasifican y acomodan de acuerdo con sus pesos moleculares; esto es, los más ligeros se depositarán en la parte superior del yacimiento; los de peso intermedio, en la parte media y los más pesados en la porción inferior. Es de uso común reconocer este fenómeno cuando se tienen gas, aceite y agua dentro de un yacimiento. La magnitud de su influencia depende tanto del tamaño del cierre estructural como de la composición del aceite; por lo tanto deben tomarse todas estas varia

ciones, en las propiedades físicas del aceite, como las del estrato productor, para evaluar, aspectos que gobiernan el comportamiento del yacimiento, de ahí la importancia para la explotación del yacimiento tanto en la etapa primaria como en la secundaria, mediante la implantación de un sistema de recuperación secundaria y de la aplicación de sistemas artificiales de producción, en este caso el bombeo neumático (gas lift), empleado en el campo de Cunduacán, Tab.

## I.1. CLASIFICACION DEL YACIMIENTO CUNDUACAN

Para determinar el tipo de yacimiento, en el año de -- 1974, se enviaron al laboratorio de yacimientos\* muestras (del pozo Cunduacán No. 1\*\*) para determinar sus propiedades petrofísicas y obtener datos del análisis PVT, estas características - se presentan en la tabla I.1.a.

TABLA I.1.a.

### ANALISIS PVT DEL POZO CUNDUACAN No. 1

$$Bo_{1***} = 1.867$$

$$\mu_{o @ Pb y Ty} = 0.333 \text{ cp.}$$

$$\mu_{o @ CS} = 13.20 \text{ cp.}$$

$$P_i = 524.0 \text{ kg/cm}^2; \text{ en Julio}$$

$$T_y = 126^\circ\text{C}$$

$$\rho_{o @ Pb y Ty} = 0.624 \text{ gr/cc.}$$

$$\rho_{o @ CS} = 0.879 \text{ gr/cc.}$$

### ANALISIS PETROFISICO

$$\phi = 5.3\%$$

$$S_{wi} = 16.5\%$$

$$S_{or} = 32\%$$

$$0.75 \leq K < 3.5 \text{ Milidarcy}$$

\* IMP, México

\*\* Pozo descubridor del yacimiento Cunduacán.

\*\*\* La nomenclatura se encuentra al final del último capítulo.

Pb = 336.8 kg/cm<sup>2</sup>, en Feb. de 1978.

A = 62.715 km<sup>2</sup>

Por otra parte se sabe que, dependiendo de las características y condiciones bajo las cuales se encuentran depositados los Hidrocarburos, los yacimientos se clasifican en:

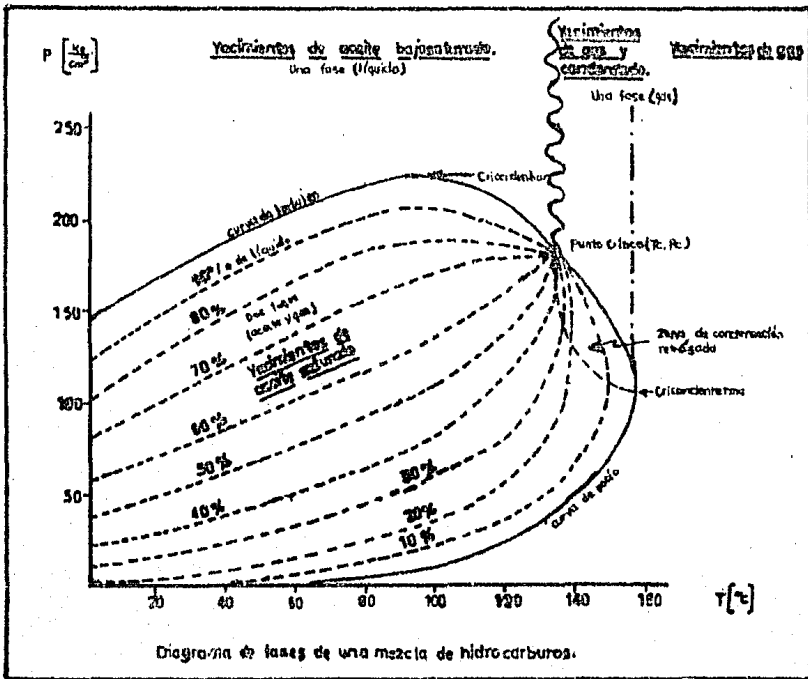
TABLA I.1.b.

YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTOS	}	ACEITE NEGRO	{	Producen un líquido de color negro o verde negruzco $\gamma_o \geq 0.8$ y una $RGA \leq 200 \text{ m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o}$ .
		ACEITE VOLATIL	{	Producen un líquido de color café obscuro, $0.74 \leq \gamma_o \leq 0.8$ y una $200 \text{ m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o} \leq RGA \leq 1500 \text{ m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o}$ .
		GAS Y CONDENSADO	{	Producen un líquido de color café o amarillo, $0.74 \leq \gamma_o \leq 0.78$ y una $1500 \text{ m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o} \leq RGA \leq 12\ 000 \text{ m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o}$ .
YACIMIENTO DE GAS	}	GAS HUMEDO	{	Se recupera un líquido de color ligeramente transparente, $\gamma_o \leq 0.74$ y una $10\ 000 \text{ m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o} \leq RGA \leq 20\ 000 \text{ m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o}$
		GAS SECO	{	Se recupera líquido ligero transparente (si lo hay, es puro gas) $RGA \geq 20\ 000 \text{ m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o}$

Lo recomendable técnicamente, para la clasificación -- del yacimiento, es la construcción de su diagrama de fases, esto es, que los yacimientos pueden, clasificarse por la localización de su presión y temperatura iniciales, con respecto a la -- región de dos fases, en un diagrama temperatura - presión, y --

que dependerá únicamente de la composición de la mezcla de sus hidrocarburos, y que para cada yacimiento tendrá su propio diagrama de gases.

A continuación se presenta el diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos.



De acuerdo a los datos PVT y a las características físicas de los hidrocarburos producidos del yacimiento Cunduacán se clasificó como; yacimiento de aceite negro (bajosaturado), - que se encuentra dentro de la clasificación de los yacimientos de aceite y gas disuelto, según tabla I.1.b.



## 1.2. DATOS DE PRODUCCION DEL POZO CUNDUACÁN No. 1

Como se explicó en el inciso I.1. el yacimiento fue --  
descubierto, con la perforación del pozo Cunduacán No. 1, en ju  
lio del año de 1974, se obtuvieron los siguientes datos de pro  
ducción.

$q_o$	=	126 $m^3/dfa$	Neto	} JULIO 1974
$q_o$	=	113 $m^3/dfa$	Bruto	
$q_g$	=	25199 $m^3/dfa$		
RGA	=	223 $m_g^3/m_o^3$		
% AGUA	=	10,	Pth = 20 $Kg/cm^2$	
$\emptyset$ est	=	1/2" EN TP		

Para el 30 de diciembre de 1985 se obtuvo la siguiente  
información:

$q_o$	=	70 $m^3/dfa$	
$q_o$	=	63 $m^3/dfa$	
$q_g$	=	18900 $m^3/dfa$	
RGA	=	300 $m_g^3/m_o^3$	
% AGUA	=	10	, Pth = 13 $Kg/cm^2$
$\emptyset$ est	=	1/2" EN TP	

Este pozo se tiene contemplado en el programa para implantarle el sistema artificial de bombeo neumático.

### I.3. LOCALIZACION DEL CAMPO

El campo de Cunduacán, Tabasco pertenece al Distrito - de Villahermosa de la Zona, Sureste y está localizado al nores- te de Villahermosa y Sur de Comalcalco (Véase Figura 1.3.a) por otra parte, se encuentran localizados al sur de Cunduacán el -- campo Samaria y al Noreste el Campo Oxiacaque y al sureste el - campo Iride.

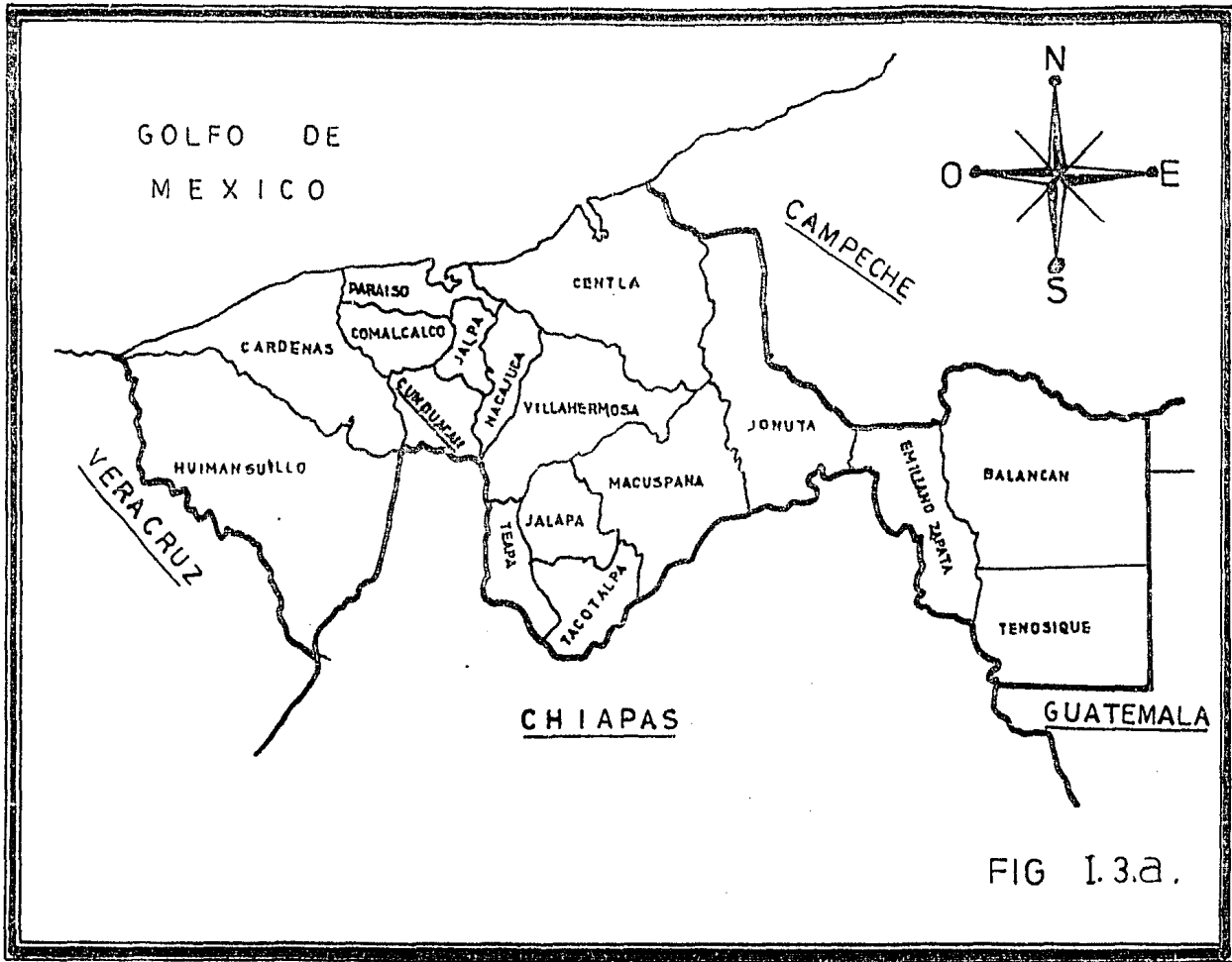


FIG I.3.a.

#### I.4. ASPECTOS ESTRUCTURALES

Se considera un yacimiento constituido por un conjunto de bloques, producto de un sistema de fallas normales en su mayoría.

El tipo de formación de la zona productora del campo - Cunduacán, son Dolomias (de las que producen el aceite y gas -- disuelto), correspondientes al cretácico medio e inferior, a su vez ésta comprendido de acuerdo a las divisiones del tiempo geológico, al mesozoico.

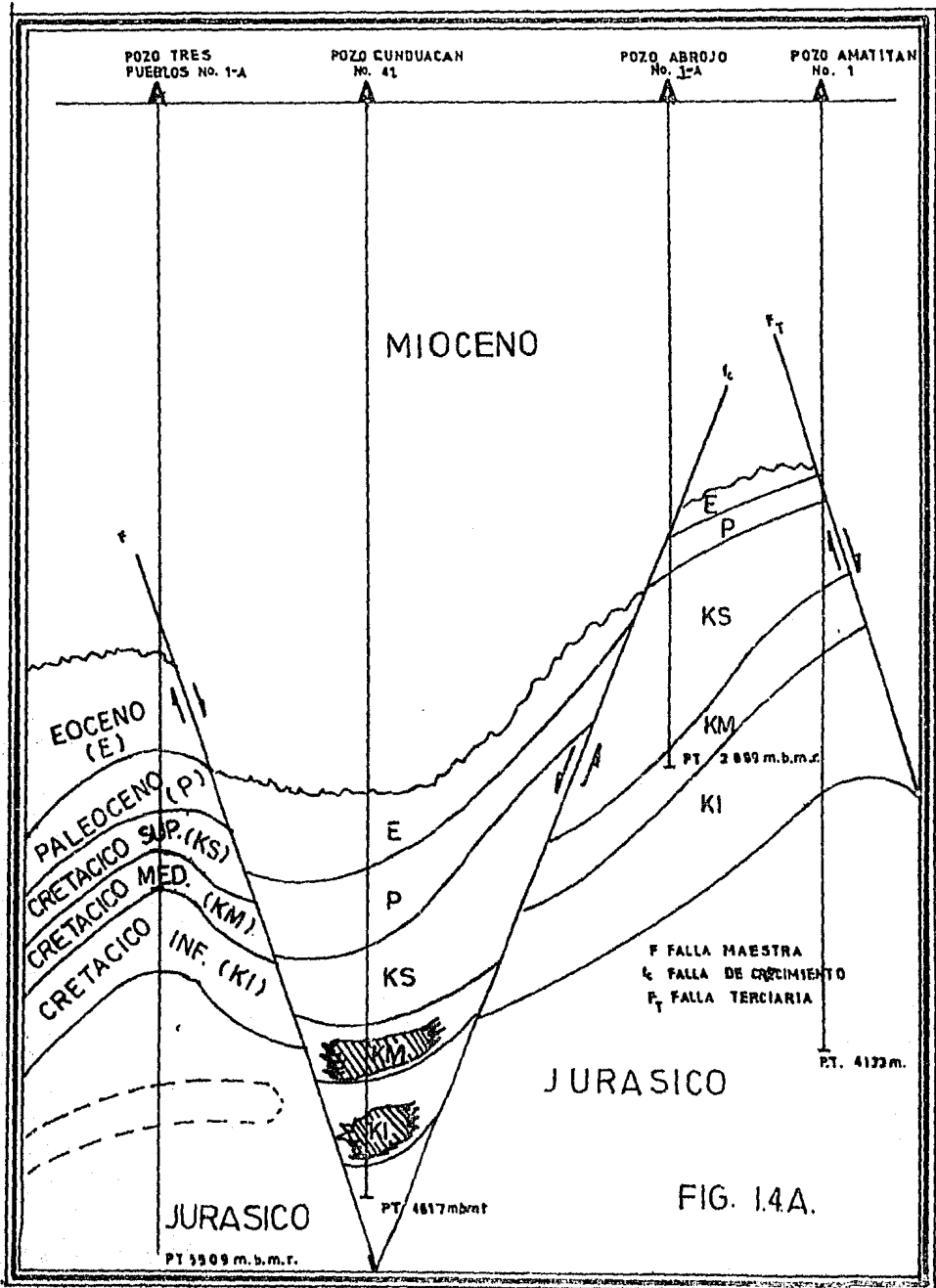
De la Fig. I.4.A., observamos del pozo Cunduacán No. - 41, los intervalos productores se encuentran en el cretácico medio e inferior (KM, KI) además de las fallas encontradas como - se enunció al principio de este capítulo.

La Litología, determinada de la formación productora - fue la siguiente; corresponde al ambiente de talud inferior del cretácico medio e inferior, en el que se observaron en las - - áreas de los pozos tres pueblos No. 1-A, Cunduacán No. 41 y Amatitlán No. 1, en base al reporte de muestras de canal elaborado - por petróleos Mexicanos, litológicamente este ambiente está - - constituido por brechas intraformacionales constituidas de clas-- tos derivados de ambientes someros, biomicrita arcillosa, pa--

leontológicamente las litofacies de este ambiente comprenden, -  
nannoconus steinmanni, ostrácocos, miliólidos, espículas de es-  
ponjas, filamentos de equinodermos y moluscos.

Esta descripción estructural del yacimiento es acorde-  
con la distribución de las zonas de elevada saturación de gas -  
provocadas por el depresionamiento del yacimiento, así como la-  
existencia de un acuífero común.

Este yacimiento tiene un espesor neto productor de - -  
aproximadamente 500 m.



## I.5 COMPORTAMIENTO PRIMARIO

De la fig. 1.5.a (Historia de Producción), se concluyen cinco etapas:

- La primera, el incremento de producción fue ocasionado por un desarrollo acelerado del yacimiento, esto es, un ritmo de extracción rápido y que termina por el mes de julio de 1977.

- La segunda, en que el número de pozos productores, se incrementa ligeramente, justificándose con un incremento de la producción; además de operaciones de explotación de los pozos tales como: modificaciones en las instalaciones superficiales, incremento en el número de intervalos productores y estimulaciones; así como, la explotación "franca" de los pozos, notándose el incremento de producción a finales de diciembre de 1978.

- En la tercera etapa, la producción tiende a disminuir considerablemente, como consecuencia de la sobreexplotación y el severo depresionamiento del yacimiento (declinación de Py).

En Diciembre de 1980, se incrementa la producción como resultado de la apertura de los pozos de alta RGA, que se --



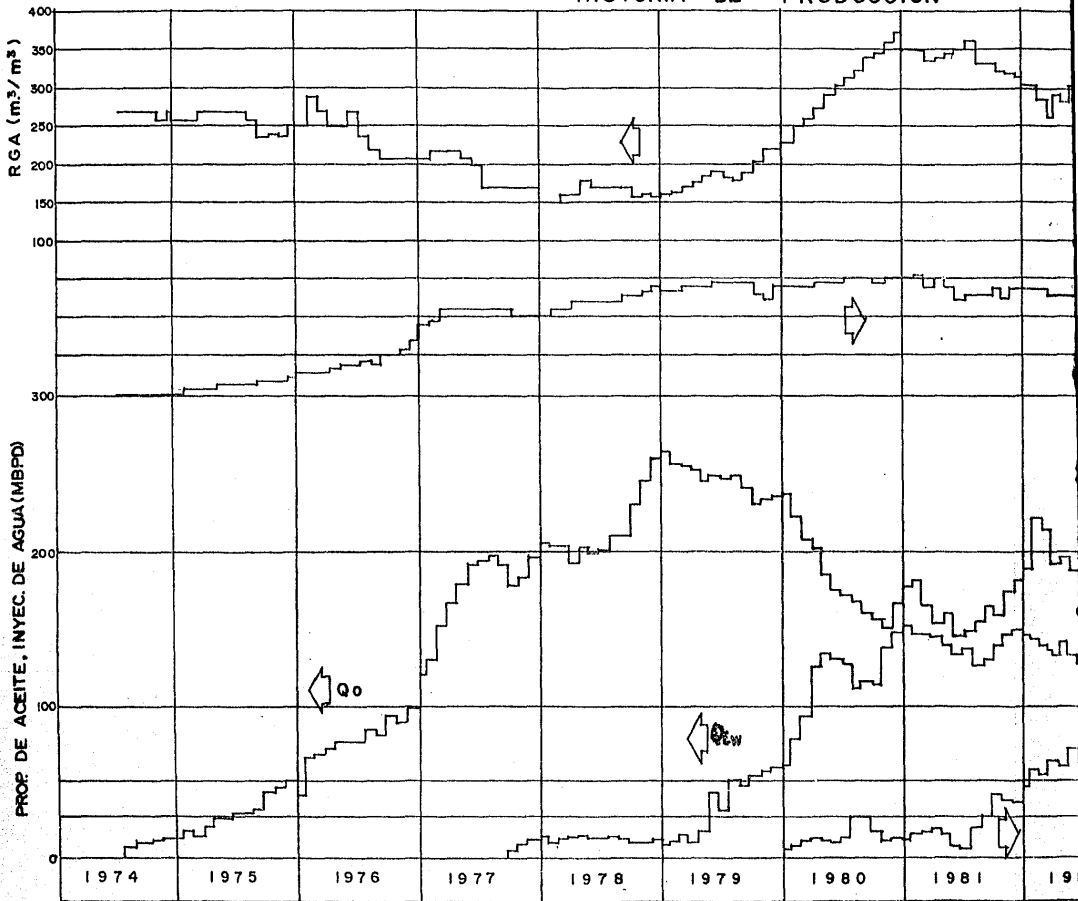
econtraban al oriente del yacimiento.

- En la cuarta etapa, se observó un notable incremento en la producción, debido a que en el año de 1977, se inyectó -- agua, mediante el sistema de recuperación secundaria, notándose sus efectos, en el "qo" posteriormente el número de pozos disminuye y la inyección aumenta tendiendo a tener pozos con alto % de agua.

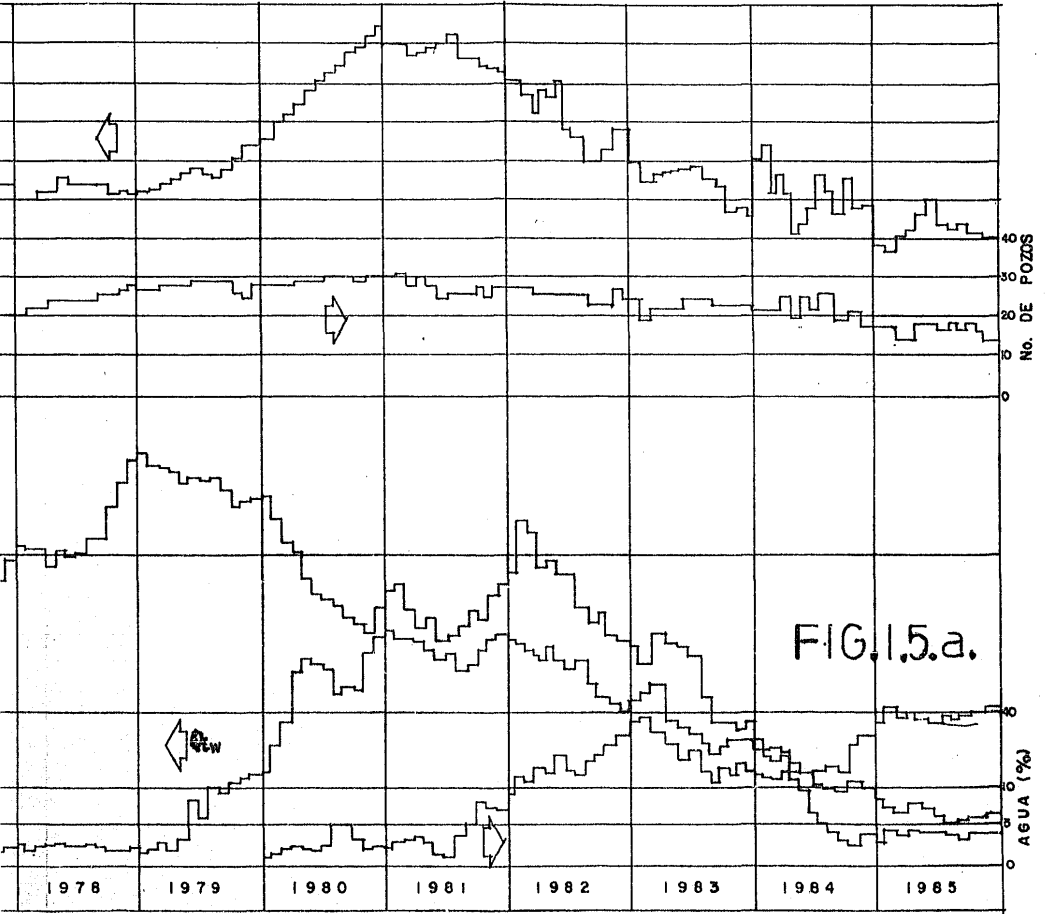
- En la quinta etapa, se advierte una declinación considerable de la producción, por lo que se decide disminuir la inyección de agua, dando como resultado un decremento en el número de pozos, debido a la invasión del agua.

En la actualidad se tienen programas para disminuir -- aún más el gasto de inyección de agua, debido al alto porcentaje de agua producida.

CAMPO CUNDUACAN  
HISTORIA DE PRODUCCION



CAMPO CUNDUACAN  
HISTORIA DE PRODUCCION



## 1.6 COMPORTAMIENTO SECUNDARIO

En el año de 1976, se implementa el sistema de recuperación secundaria (inyección de agua), se inicia su operación en noviembre de 1977 con un gasto diario de 12000 bl/dfa, valor que permanece constante hasta mayo de 1979, razón por la cual, sus efectos no son significativos, a partir de esa fecha se acentuó la inyección de agua. En la actualidad se tiene un gasto de inyección de 20 000 bl/dfa con un programa para 1986 de disminuir a 15 000 bl/dfa, debido al alto % de agua producido en los pozos.

## II. TIPOS DE TERMINACIONES

## II. TIPOS DE TERMINACIONES

La terminación de un pozo petrolero es el conjunto de operaciones que se realizan para comunicar a la formación productora con la superficie, mediante la perforación de la tubería de revestimiento (TR) de explotación, que es la que aísla a la zona productora.

El objetivo primordial de la terminación de un pozo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo para ésto deben emplearse técnicas y equipos adecuados a las características del Yacimiento (tipo de formación mecanismo de empuje, etc.). En la planeación no sólo se deben considerar los costos iniciales y la producción en la etapa fluyente de la vida del pozo, sino las condiciones del pozo a largo plazo, previendo las futuras reparaciones y la instalación de sistemas de producción artificial.

Para que un pozo petrolero permita extraer con eficiencia los hidrocarburos, debe constituir una salida estable y duradera. Para esto se utiliza un revestimiento metálico, diseñado de acuerdo con los diversos esfuerzos que se presentan (tensión, presión interior, colapso, compresión y torsión) y con la mayor economía.

Una operación sumamente importante, para realizar una terminación exitosa, es la cementación primaria de la tubería de revestimiento de explotación. Esta tubería permite aislar la formación productora, para evitar la invasión de fluidos no deseables (agua y/o gas) hacia el pozo, provenientes de zonas vecinas, que contaminan los hidrocarburos producidos y reducan su recuperación en formaciones productoras con una zona inferior de agua o con un casquete de gas, se presentará la entrada de esos fluidos debido al gradiente de presiones existente entre el yacimiento y el pozo. Esto puede restringir la producción, ya que si se tiene entrada de agua se generará una contrapresión por efectos de columna hidrostática, o si se tiene, entrada de gas, la energía del yacimiento disminuirá de aquí la importancia de seleccionar adecuadamente el intervalo productor.

Un factor que afecta comúnmente a la producción es el daño a la formación (disminución de la permeabilidad) causado por el filtrado de lodo durante la perforación y más aún al disparar el intervalo productor lo anterior ha llevado a tomar en cuenta los efectos perjudiciales que pueden ocasionar los diversos fluidos de control sobre las formaciones, por lo que es necesario seleccionar cuidadosamente los fluidos utilizados en la terminación de los pozos.

En la elección del sistema de terminación deberá considerarse la información recabada, indirecta o directamente, du-

rante la perforación, a partir de: muestras de canal, núcleos, pruebas de formación, de producción, análisis petrofísicos, análisis PVT y los registros geofísicos de explotación.

En general, los pozos del Campo Cunduacán se emplearon dos tipos de terminación; que son los siguientes:

- A) Pozo en Agujero Descubierto
- B) Pozo en Agujero Adcmado

A) Pozo en Agujero Descubierto. Este tipo de terminación en algunos de los pozos del campo Cunduacán con formación-productora sin recubrir con tubería de ademe se efectuaron con empacadores sencillos permanentes a la profundidad que oscila - de los 3500 a 4200 m, que dependió de las presiones que se esperaban del yacimiento durante su explotación o bien por las operaciones que se efectuaran después de la terminación, acidificaciones o tratamientos de limpieza.

En los aparejos, de tubería de producción llevó como - accesorios una válvula de circulación y un niple de asiento.

Cabe hacer mención que los pozos del Campo Cunduacán - empleando este tipo de terminación fué debido en los años de -- 1974 a 1977 se requirio de grandes volúmenes, así como también - de problemas en la cementación de la última tubería de ademe, -

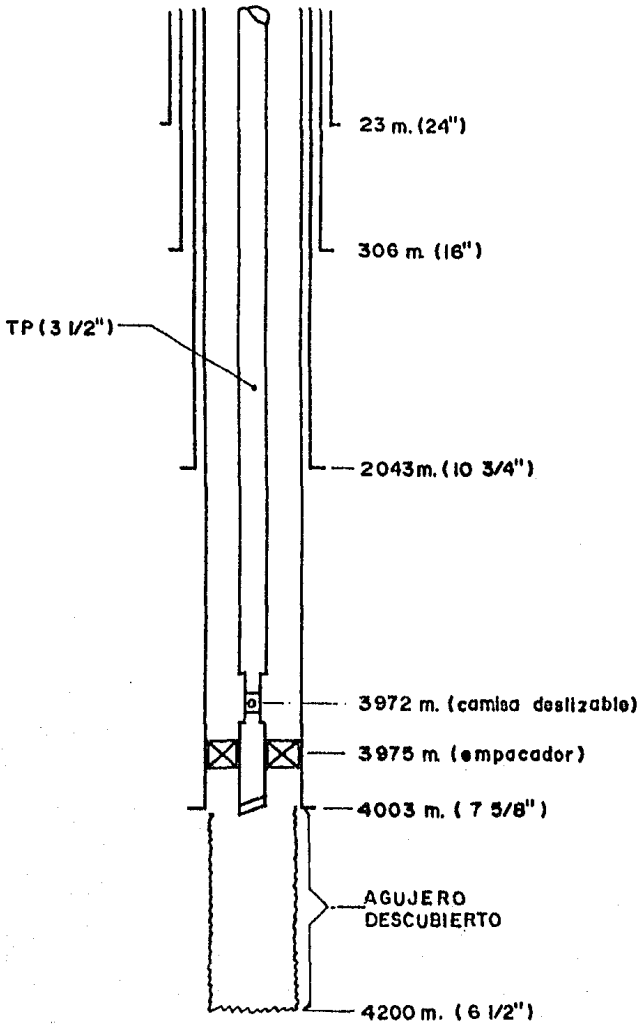


tales como pérdidas de circulación o bien de "Brotos".

B) Pozo en agujero ademado, este tipo de terminación- empleandose, en la mayoría de los pozos del Campo Cunduacán, se efectuaron con empacadores permanentes a las profundidades de - 3500 a 4200 m, que dependió de la presión que se esperaba del - yacimiento así como del tipo de hidrocarburo. (Aceite o Gas).

En las figuras II.1 y II.2 se presentan 2 de los estados mecanicos del Campo Cunduacán los cuales representan las ca racterísticas de la sarta subsuperficial del total de pozos, - así como también los tipos de terminación para la, fig. II.1, - tipo A y la fig. II.2, tipo B.

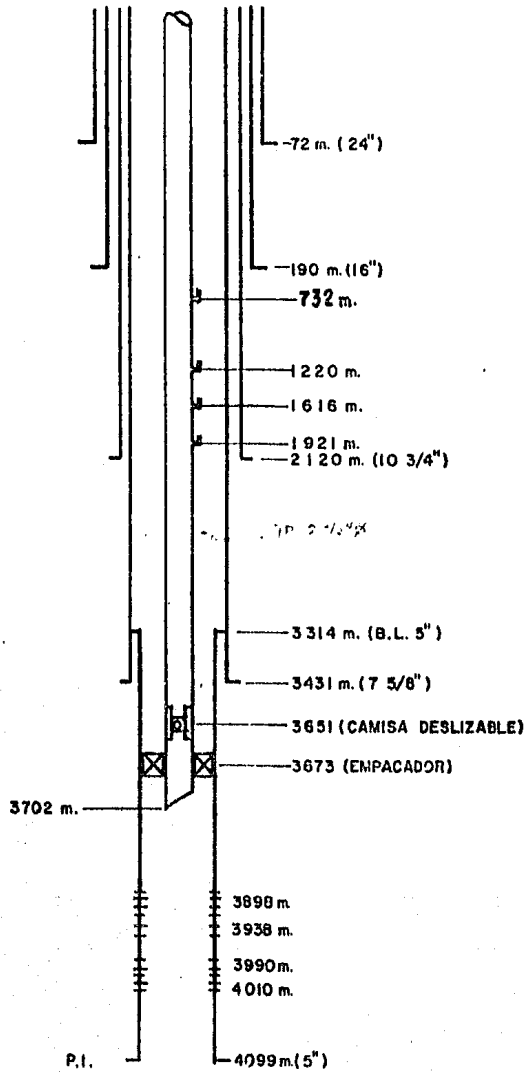
# POZO CUNDUACAN No. 13



ESTADO MECANICO  
(POZO PRODUCTOR)

Figura no. II.1

POZO CUNDUACAN No. 33



ESTADO MECANICO  
(Pozo convertido a B.N.)

### III. HISTORIA DE PRODUCCION DE LOS POZOS

### III. HISTORIA DE PRODUCCION DE LOS POZOS

Es de suma importancia conocer el comportamiento de la vida productiva de un pozo, desde el inicio como fluyente, en algunas ocasiones, hasta en la etapa intermedia o final, como un pozo operado con un sistema artificial, el cual proporcionará la energía necesaria para poder elevar los fluidos a la superficie.

Por otra parte, es conveniente mencionar, que cada pozo debe contar con un "registro de datos de producción"\* (Tarjeta, en donde se registran todos los eventos, tales como, la vida productiva del pozo (pozo fluyente), estimulaciones, cierre del pozo, reparaciones o bien como un pozo operado con un sistema artificial).

Si el ingeniero de diseño cuenta con el registro de los datos de producción y de información confiable del yacimiento tendrá los datos necesarios, para seleccionar un sistema artificial óptimo, de acuerdo a las características que presente el pozo.

De ahí la importancia de conocer e interpretar los va-

---

\* "Historia de Producción", de un pozo".

lores obtenidos de la "Historia de Producción" de un pozo.

A continuación se presentan historias de producción de pozos representativos del Campo Cunduacán.

POZO: CUNDUACAN I

Intervalo 4030-4047 m	E.M.R.	m	T. P.	Pulg.	Lb/pla	Liner 41/2" Boca a	m	T. P.
-----------------------	--------	---	-------	-------	--------	--------------------	---	-------

HISTORIA DE PRODUCCION

FECHA	ACTIVE m <sup>3</sup> /d		ESTRANQ. Pz.		QAS m <sup>3</sup> /d	R.G.A.		PRESION Kg/cm <sup>2</sup>			%	CLAVES MEC.		OBSERVACIONES
	P. Bruto	P. Neto	T. P.	T. C.		m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	T.P.	T.R.	L.		AGUA	ROD RAMA	
28/Jul/74	413	417	5110"			271		175			0			PROD = 113100, 13 hrs
29/Jul/74	770	770	5110"			271		175			0			PROD = 208700 m <sup>3</sup> /día
10/Ago/74	838	838	1"			271		85			0			PROD = 237900 m <sup>3</sup> /día
12/Ago/74	968	968	1"			270		85			0			PROD = 261400 m <sup>3</sup> /día
14/Sep/74	1986	1986	1 1/2"			270		175			0			PROD = 536200 m <sup>3</sup> /día
20/Sep/74	2853	2853	1 1/4"			270		150			0			PROD = 770300 m <sup>3</sup> /día
21/Sep/74	2487	2487	1 1/4"			269		150			0			PROD = 669600 m <sup>3</sup> /día
31/Oct/74	1556	1556	1 1/4"			270		150			0			PROD = 420100 m <sup>3</sup> /día
4/Nov/74	1296	1296	1 1/4"			270		150			0			PROD = 349900, 12 hrs
6/Nov/74	1867	1867	1 1/4"			270		150			0			PROD = 504100, 18 hrs
16/Nov/74	2489	2489	1 1/4"			269		150			0			PROD = 669660 m <sup>3</sup> /día
22/Nov/74	CERRADO		POR FALTA DE CAPACIDAD		DE		ALMACENAMIENTO							
4/Dic/74	1556	1556	1 1/4"			270					0			PROD = 420100 m <sup>3</sup> /día
17/Dic/74	CERRADO		POR FALTA DE CAPACIDAD		DE		ALMACENAMIENTO							
19/Dic/74	1710	1710	1 1/4"			270					0			PROD = 463300 m <sup>3</sup> /día
10/Ene/75	2840	2840	127/64			270					0			PROD = 766800 m <sup>3</sup> /día
28/Ene/75	2560	2560	25/8"			273					0			OPERA 24 hrs
15/Mar/75	2671	2671	23/8"			273					0			COO A LAS 8:30hrs
16/Mar/75	1711	1711	23/4"			273					0			ALINEADO 14 hrs

CAMPO CUNDUACAN POZO 1 SISTEMA FUENTE BATERIA CUNDUACAN FUERA EXPLOTN. POR CNPE/RML

POZO: CUNDUACAN 1

Intervalo	4030-4047 m	E.M.R.	m	T. P.	Fulg.	Lb/pla	Liner 41/2" Boca a	m	T. P.
-----------	-------------	--------	---	-------	-------	--------	--------------------	---	-------

HISTORIA DE PRODUCCION														
FECHA	ACEITE m <sup>3</sup> /d		ESTRAN. Pg.		GAS m <sup>3</sup> /d	D.O.L.L		PRESION Kg/cm <sup>2</sup>			% AGUA	CLAVES REC.		OBSERVACIONES
	P. Dnt	P. Hnt	T. P.	T. R.		m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /ml	T.P.	T.R.	L.		FOR RANA	CONDV.	
3/5/76	2283	2283	2-3/4"			243		93			0			OPERA 24 hrs
24/5/76	2312	2312	✓			243		93			0			✓
31/5/76	321	321	✓			243		93			0			CDO x 20 hrs x RUSA
4/6/76	2670	2670	✓			243		93			0			ABTO. A LAS 8 hrs
31/6/76	1881	1881	✓			230		89			0			MEDIDO
24/7/76	1743	1743	✓			218		88			0			✓
4/8/76	1797	1797	2-1"			177		65			0			✓
25/8/76	1613	1613	✓			177		57			0			✓
15/9/76	1577	1577	✓			149		38			0			✓
16/9/76	1950	1950	✓			148		47			0			✓
8/11/76	2045	2045	✓			156		77			0			✓
23/12/76	1935	1935	✓			148		76			0			✓
13/01/80	1534	1534	4 9/16"			126		15			0			✓
13/02/80	1295	1295	✓			102		15			0			✓
9/11/83	1475	1400	✓			137		11			0.4			✓
22/11/84	391	215	2 9/16"		47300	168		12			45			✓
14/01/86	84	74	1/2"		10056	220		12			12			MEDIDO. APLICO NUEVO % DE AGUA

CAMPO CUNDUACAN POZO 1 SISTEMA FLUVENTE BATERIA CUNDUACAN FUERA EXPLOTN. POR CNPE/RML.

-34-



POZO: CONDUACAN 21.

Intervale 4548-4555 m	E.M.R.	m	T. R.	Pulg.	Lb/plo	Liner 41/2" Boca a	m	T. P.
-----------------------	--------	---	-------	-------	--------	--------------------	---	-------

FECHA	ACFITE m <sup>3</sup> /d		ESTRANL. Pp.		CAS m <sup>3</sup> /d	R.S.A. m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	R.O.L.L. m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	PRESION Kg/Cm <sup>2</sup>			% ASUA	CLAVES MEC.		OBSERVACIONES
	P. Boca	P. Refo	T. P.	T. R.				T.P.	T.S.	L.		ERR RAMA	OBSERV.	
27/FEB/76	1230	1030	1"			250		100			0			BOO DE 10 a 16 hrs x FUERA LINEA DE CAS
13/ABR/76	1373	1373	1"			250		99			0			OP. 24 hrs
27/CT/76	1205	1205	5/8" 3/4"			283		99			0			✓
31/FEB/77	190	190	7/8" 1"			279		85			0			BOO 21 hrs x FUERA OPERA
9/OCT/77	2213	2213	3 3/4"			227		90			0			MEDIDO
27/JUL/78	2268	2208	3 1/4"			183		54			0			✓
31/OCT/78	2823	2823	2-1"			158		38			0			OPERA 24 hrs
17/DIC/79	1852	1852	4 3/4"			220		25			0			MEDIDO
17/FEB/80	1680	1680	✓			197		29			0			✓
25/MAR/80	874	874	4 3/4"			142		24			0			✓
6/MAY/81	875	875	✓			152		20			0			✓
23/NOV/81	1102	1102	4-14			140		23			0			ESTIMULADO y MEDIO
20/OCT/81	1152	1152	2-1"			155		22			0			145314 m <sup>3</sup> /día
11/MAY/82	1019	1019				191		22			0			MEDIO
25/NOV/82	900	765				149		12			15			✓
12/FEB/83	936	786	1"	1"	11900	150		17	23	10	10			OP 24 hrs
7/JUL/83	826	826	1"	1"	92512	112		19	22	11	0			✓
17/NOV/83	653	654	1"	1"	99408	152		19	21	9	0			✓

CAMPO CONDUACAN POZO 21 SISTEMA ELIYENTE BATERIA CONDUACAN FUERA EXPLOTN. POR CNPE/RML.

POZO: CUNDUACAN 21

Intervalo	4548-4555	m	E.M.R.	m	T. P.	Fulg.	Lb/plo	Liner 41/2" Boca a	m	T. P.
-----------	-----------	---	--------	---	-------	-------	--------	--------------------	---	-------

FECHA	ACEITE m <sup>3</sup> /d		ESTRANO. Pz.		RAS m <sup>3</sup> /d	R.G.A. m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	D.O.I.I. m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	PRESION Kg/Cm <sup>2</sup>			% AGUA	CLAVES REC.		OBSERVACIONES	
	P. Bruto	P. Neto	T. P.	T. R.				I.F.	T.R.	L.		FOO RAMA	OBSERV.		
3/12/84	754	734	✓	✓	88514	121		19	24	13	2.6			MEDIDO	
29/12/84	775	750	✓	✓	85250	111		17	22	11	3.2			MEDIDO	
15/1/85	775	750	✓	✓	83250	111		17	24	11	3.2			OPERA 24 hrs	
31/1/85	402	402	✓	✓	63918	159		17	24	11	3.2			MEDIDO	
7/2/85	380	380	✓	✓	62900	165		18	-	9	0			MEDIDO	
12/2/85	736	692	✓	✓	103108	149		19	20	16	0			SE APLICO NUEVO % DE AGUA	

CAMPO CUNDUACAN POZO 21 SISTEMA FLOWMETER BATERIA CUNDUACAN FUERA EXPLOTN. POR CNPE/RML

-36-

POZO: CUNDUACAN 50

Intervalo	4438-4470	m	E.M.R.	m	T. P.	Pulg.	Lb/pie	Liber 41/2" Boca a	m	T. P.
-----------	-----------	---	--------	---	-------	-------	--------	--------------------	---	-------

### HISTORIA DE PRODUCCION

FECHA	ACEITE m <sup>3</sup> /d		ESTRANG. Pg.		GAS m <sup>3</sup> /d	R.O.A. m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	R.O.I.L. m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	PRESION kg/cm <sup>2</sup>			% AGUA	CLAVES MEC.		OBSERVACIONES
	P. Bruta	P. Neto	T. P.	T. R.				T.P.	T.R.	L.		OO NAMA	OBSERV.	
7/20/79	773	773	243/41			136		22			0			MEDIDO
8/30/79	951	951	✓			136		22			0			MEDIDO
7/07/79	685	685	✓			155		25			0			OO. x 10 hrs CAMBIO EST.
7/07/79	1589	1589	✓			229		30			0			MEDIDO
19/10/79	1505	1505	✓			159		31			0			✓
12/11/78	1016	1016	✓			144		24			0			✓
15/12/78	1079	865	1193/61			171		23			11.3			✓
25/1/78	873	873	✓			200		17			55			✓
7/07/80	487	219	314 <sup>4</sup> /6 <sup>1</sup>			449		10			55			✓
22/07/80	189	85	✓			145		10			55			✓
3/07/80	CERRADO A LAS 6 hrs PARA TOMA DE RES DE FONDO (PRESION)													
11/07/80	944	425	512 <sup>3</sup> /4 <sup>4</sup>			60		17			55			ABIENTO A LAS 6hrs
23/07/79	288	115	5/8			227		10			60			MEDIDO
30/Nov/80	263	105	✓			228		10			60			
11/11/78														OO. POR REAJUSTE
														DE PRESION Y ULTD 90W
11/Nov/82														PRND. DE ESTIMULACION
8/Nov/84			CONVERSION A B.N											
19/Nov/84	406	313				72	139				23			ABTO A LAS 6hrs
														SALID. DE R.H.E CONVRN

CAMPO CUNDUACAN POZO 50 SISTEMA FLUYENTE BATERIA CUNDUACAN FUERA EXPLOTN. POR CNPE/ITML.

-37-

POZO: CUNDUACAN 50

Intervalo 4438-4470 m	E.M.R. m	T. R.	Pulg.	Lb/plo	Liner 4 1/2' Boca a m	T. P.
-----------------------	----------	-------	-------	--------	-----------------------	-------

HISTORIA DE PRODUCCION

FECHA	PCENTE m <sup>3</sup> /d		ESTAND. P.		DAS m <sup>3</sup> /d	R.S.L.	L.O.L.L	PRESION Kg/Cm <sup>2</sup>			% AGUA	CLAVES MEC.		OBSERVACIONES
	C. Borta	P. Neto	T. P.	T. R.		m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	T.P.	T.R.	L		BOA	RAZA	
2/Oct/84	201	199				264	264				1			MEDIO
11/Nov/84	156	154				264	264				0			MEDIO
17/Nov/85	130	130			22100	170	114	29	393					MEDIO
27/Nov/85	148	130			421040	228	145	114	21400					BOA A LAS 16 HRS REP. MARRERO DESP
14/Dic/85	148	141			26931	191	251	114	37128					MEDIO

-38-

CAMPO CUNDUACAN POZO 50 SISTEMA BN BATERIA CUNDUACAN FUERA EXPLOTN. POR CNPE/RML.

De las historias de producción, antes vistas, observamos que existe una variación en las presiones, como en los gastos, esto dependerá de las características del yacimiento, de los hidrocarburos producidos y del control del pozo.

El control de un pozo durante su vida productiva es de suma importancia ya que de ello dependerá en parte, que el pozo deje de fluir (ó se "Muera el Pozo"), es necesario mencionar, - que los elementos para el control de un pozo son, el diametro - de la tubería de producción, el estrangulador y la línea de descarga del pozo a la batería.

Muchas de las veces no se le da la importancia necesaria a las líneas de escurrimiento por lo que se corre el riesgo de tener grandes caídas de presión a través de esta, y por consiguiente decrementar la vida productiva del pozo.

Para comprender lo anteriormente descrito se verán en los capítulos III.2 y III.3 el tipo de interconexiones utilizadas en el Campo Cunduacán, y las características de las líneas de descarga de los pozos a la Batería de separación así como -- también, de acuerdo a lo antes visto, para tener un control eficiente del pozo es importante tener conocimiento de un estudio-completo del flujo en un pozo al que se le conoce con el nombre de "Comportamiento de Afluencia" el que tendrá como resultado-- una eficiente operación del pozo sin llegar a dañarlo, y por en

de una explotación racional del yacimiento, dicho estudio se trata en el capítulo III.4.

III.1 POZOS PROPUESTOS PARA SU CONVERSION A B.N.

En Agosto de 1984 se propusieron los siguientes pozos-  
del campo Cunduacán, Tab.

POZO No.	ESTADO	Qo BPD	PRODUCCION ACTUAL			OBSERVACIONES
			%W	RGA m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Pth (Kg/cm <sup>2</sup> )	
1	Operando	843	40	148	11	OP por TP y EA
10	Operando	7202	7	186	16	OP por 2TP y 2TR
11	Operando	4850	11	849	13	OP por 2TP y 2TR
12	En observación	0	0	--	--	Prod. esperada Qo = 3000
13	Cdo. por abati- timiento de pre- sión	0	0	--	--	Prod. esperada Qo = 3000
14	En observación	0	40	--	--	En Rep. por ROT en TP
21	Operando	4114	0	152	19	OP por TP
22	En Rep. mayor	0	--	--	--	Prod. esperada Qo = 3000
23	Operando	3812	0	104	14	OP por TP
24	Cdo por alto % W	0	55	--	--	Prod. esperada Qo = 3000
32	En observación	0	60	--	--	Cdo por alto % W
33	Cerrado	0	--	--	--	Prod. esperada Qo = 3000
34	Cdo. por abati- miento de pre- sión	0	30	--	--	Prod. esperada Qo = 3000
35	Operando	1233	0	192	13	Op por TP
37	Cerrado	0	--	--	--	Prod. Esperada Qo = 3000
40	Cerrado	0	--	--	--	Prod. esperada Qo = 3000
41	Cerrado	0	--	--	--	Prod. esperada Qo = 3000
42	Cerrado	0	--	--	--	Prod. esperada Qo = 3000
43	Cerrado	0	30	--	--	Se inyectó N <sub>2</sub>
47	Cerrado	0	0	--	--	Se inyectó N <sub>2</sub>
50	Cdo por alto %W	0	60	--	--	Se inyectó N <sub>2</sub> y problemas de fugas en TP
55	En Rep. mayor	0	--	--	--	Nunca ha operado
61	Cerrado	0	--	--	--	Prod esperada Qo = 3000 Salio de Rep. en Jun/83

TOTAL DE POZOS = 23

ESTADO DE POZOS EN FEBRERO DE 1986

POZO No.	ESTADO	Qo BPD	PRODUCCION ACTUAL		OBSERVACIONES	
			%W	RGA m3/m3		Pth <sup>2</sup> Kg/cm <sup>2</sup>
1	Fluyente	465	12	96	14	
10	Fluyente	5856	7	183	22	Opera por 2TP y 2TR
11	Fluyente	5202	0	96	19	Opera por 2TP y 2Tr
12						
13	Fluyente	2887	0	90	13	Opera por TP
14						
21	Fluyente	4353	6	101	19	Opera por TP y TR
22						
23	Fluyente	1390	0	86	9	Opera por TP
24	B.N.	113	75	521	0	Operando
32	Cerrado	0	--	--	--	En observación
33	Cerrado	0	--	--	--	En observación
34						
35	Fluyente	1101	4	271	13	Opera por TP
37						
40	Cerrado	--	--	--	--	C B N
41	Cerrado	--	--	--	--	C B N
42	Cerrado	--	--	--	--	C B N
43	B. N.	63	80	1835	0	Operando
47						
50	B. N.	887	12	124	0	Operando
55	Cerrado	--	80	--	0	En Observación
61	Cerrado	--	80	--	0	IDEM



### III.2. LINEAS DE DESCARGA

La línea de descarga ó escurrimiento es aquella que se utiliza para transportar los hidrocarburos del pozo hacia la batería de separación, esta tubería va, generalmente enterrada a excepción de la válvula de bloqueo y la válvula de retención, - que normalmente se encuentran a la orilla de la pera.

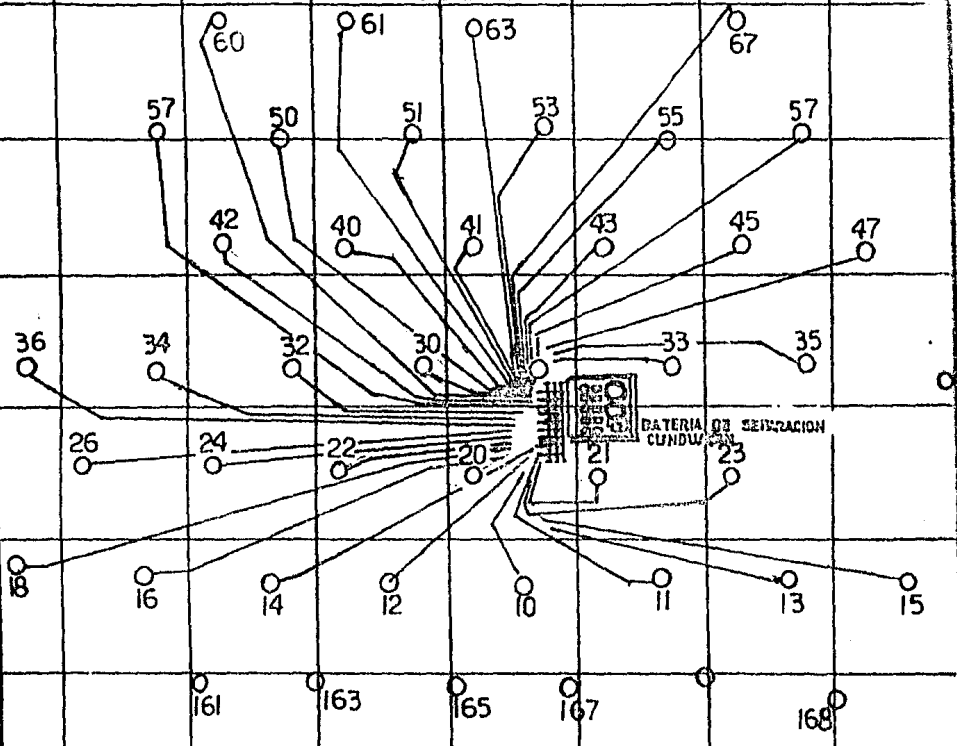
Para el campo de Cunduacán, la longitud de tubería del pozo al cabezal de la batería de separación fluctua entre 500 y 5000 m:

En general para este campo, la tubería que fué comunmente utilizada tienen las siguientes especificaciones:

Ø (PULGADAS)	ESPEJOR DE LA TUBERIA (PULGADAS)	GRADO
4	0.237	API G.B.
6	0.312	API G.B.
8	0.375	API 5 LX-52

Por otra parte de la figura III.2.Q. La observamos que las líneas de descarga de los pozos del campo Cunduacán, concurren a un cabezal, de ahí los fluidos producidos de los pozos, - fluirán a los separadores de la Batería Cunduacán.

CUNDUACAN



BATERIA DE SECCION  
CUNDUACAN

FIG III.2a.  
132  
134

LINEAS DE ESCURRIMIENTO  
DE LOS POZOS DEL  
CAMPO CUNDUACAN  
TESIS PROFESIONAL E.A.H.

De lo anterior deducimos que los fluidos producidos de los pozos del campo Cunduacán se recolectan y se separan en la "Bateria de Separación Cunduacán".

Antes de iniciar la operación de una línea de escurrimiento se efectua una prueba hidrostática en un tiempo de 24 -- hrs, represionando dicha línea 1.5 veces la presión de operación a la que va operar, esta presión es generalmente de 135 -- kg/cm<sup>2</sup> y el resultado de esta prueba será la verificación de -- las soldaduras, radiografiadas previamente en su construcción.

### III.3 TIPOS DE INTERCONEXIONES A POZOS

La 'interconexión' es una conexión entre la brida de salida del portaestrangulador y la brida de una tubería preconstruída que es parte de la tubería de escurrimiento del pozo.

Al inicio de la vida productiva de un pozo por lo general se utiliza un amarre provisional como el de la figura - - III.3.1.

Ya en la etapa de desarrollo de su vida productiva se determinará el amarre correspondiente dependiendo del programa de producción que se tenga, mostrados en las figuras III.3.2. a la III.3.6., por otro lado el amarre mostrado en la figura -- III.3.7. se emplea si se desean explotar 2 yacimientos de diferentes características y sin que se mezclen los fluidos.

La mayoría de los pozos del campo Cunduacán se utilizaron Interconexiones, como las que se muestran en las figuras, III.3.2, III.3.3. y III.3.5.

# UN CUELLO DE GANSO

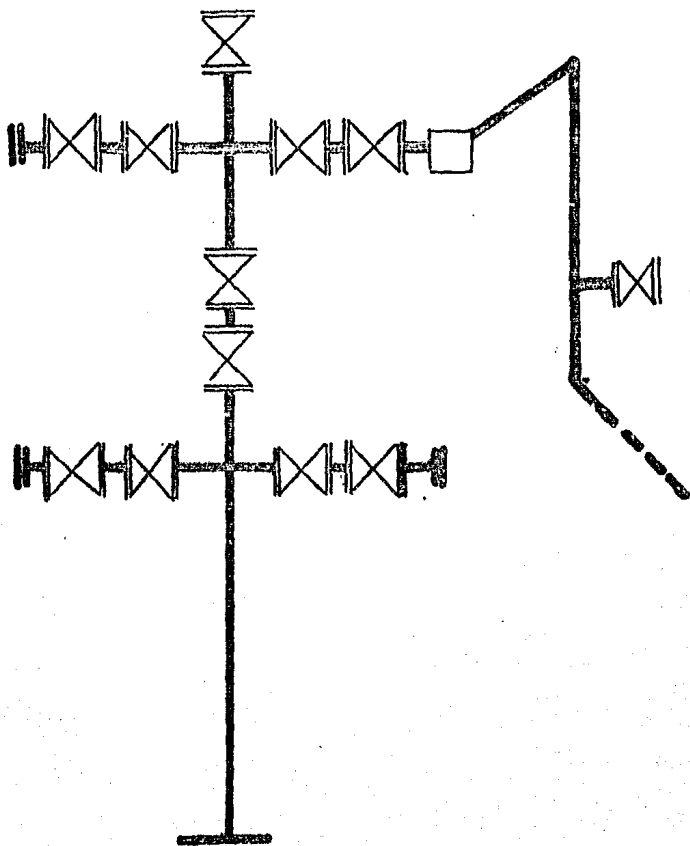


FIG.III,3.1.

# UN CUERNO

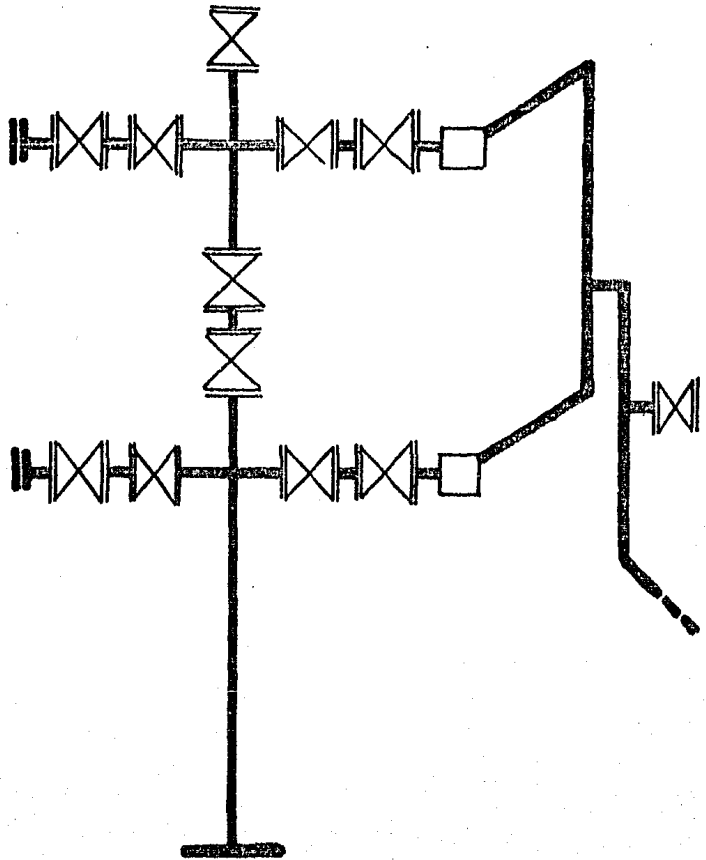


FIG.III.3.2.

# UN CUELLO DE GANSO Y UN CUERNO

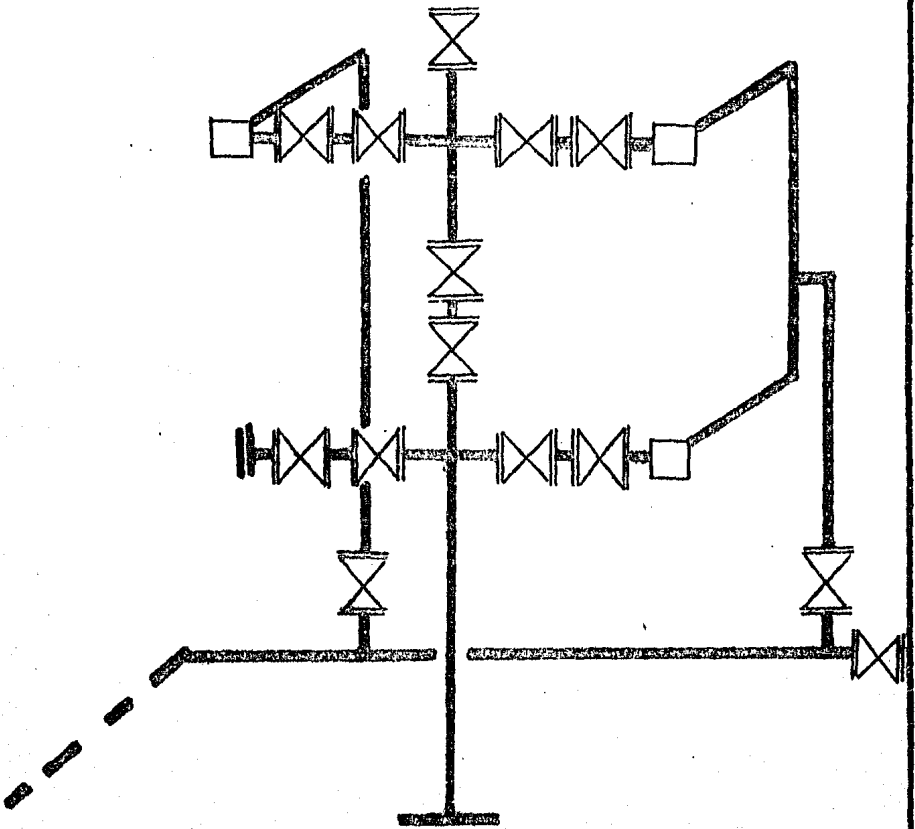


FIG.III.3.3.

# DOS CUERNOS

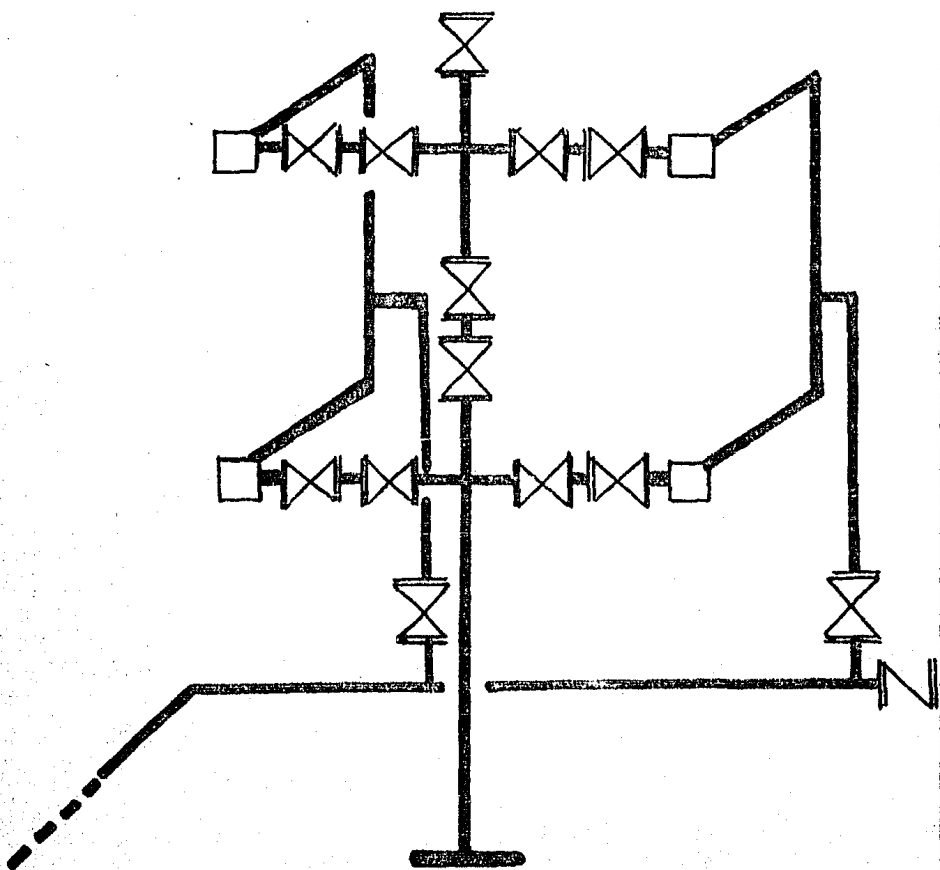


FIG. III.34.



DOS CUERNOS Y DOS  
LINEAS DE DESCARGA

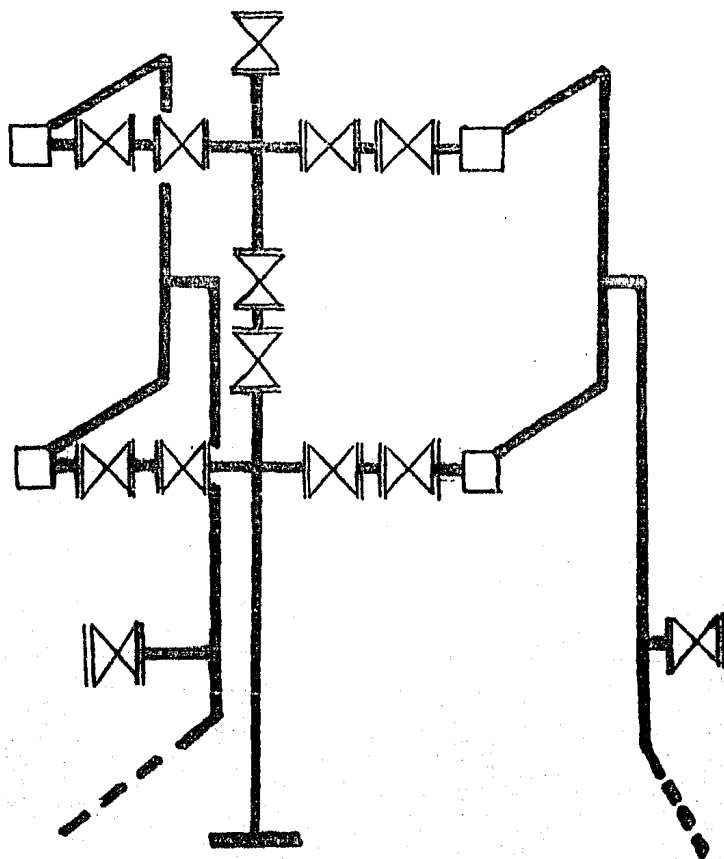


FIG. III.35.

DOS CUERNOS Y TRES LINEAS DE DESCARGA

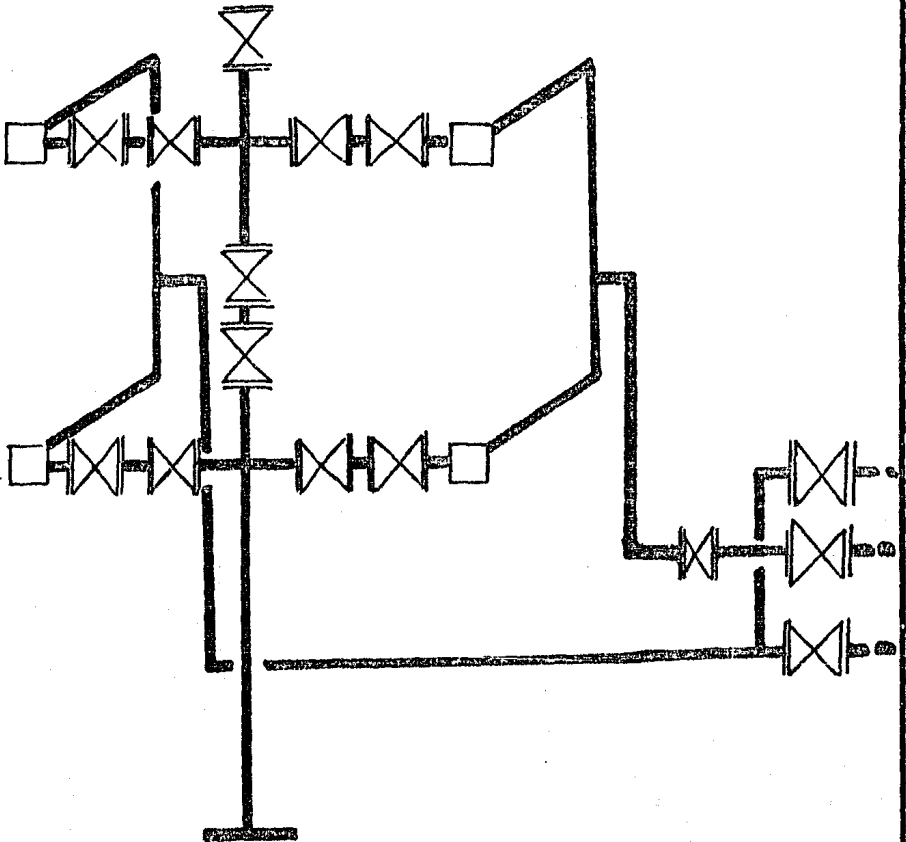


FIG.III.3.6.

DOS TP Y DOS TR

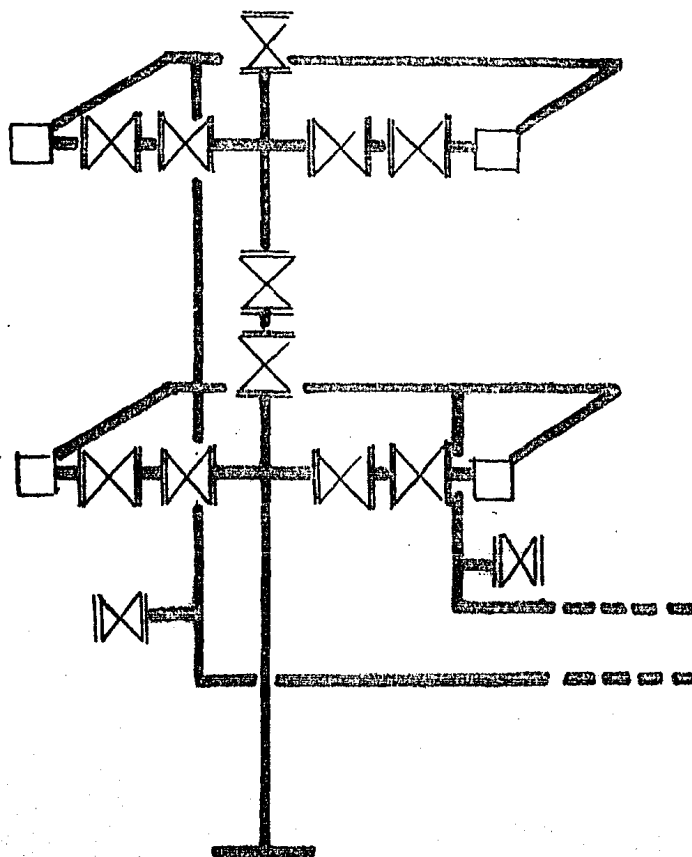


FIG.III.3.7.

### III.4 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE POZOS (VOGEL)

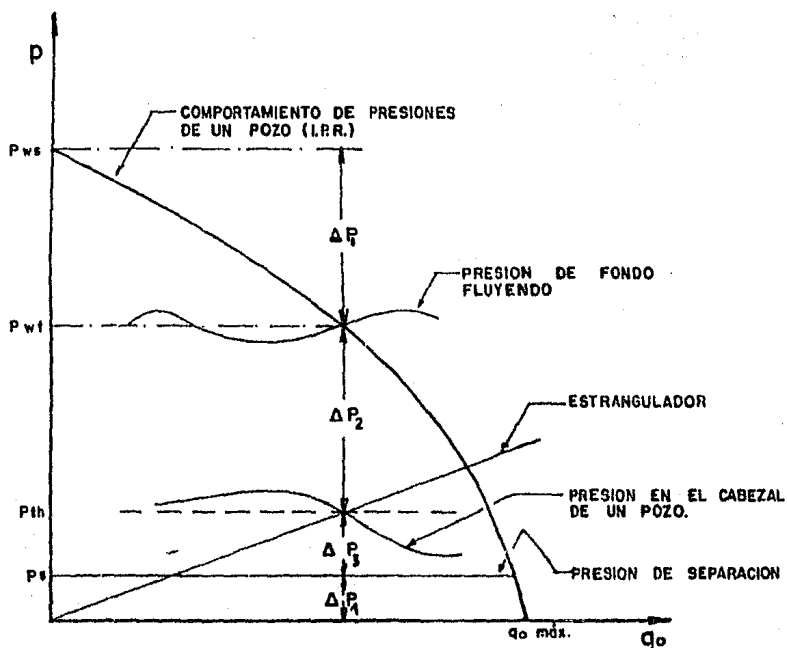
Para definir el comportamiento de flujo de un pozo de la formación hasta la superficie, es necesario hacer una división del flujo en 3 partes.

- 1º. Comportamiento de entrada de los fluidos a las vecindades del pozo
- 2º. Comportamiento de flujo vertical
- 3º. Comportamiento de flujo a través del estrangulador

Para el análisis del comportamiento de un pozo fluyente es necesario considerar en forma integral el sistema de flujo en 4 partes. (véase figura III.4.1)

- a) Flujo del yacimiento a las vecindades del pozo
- b) Flujo a través de la tubería de producción
- c) Flujo a través del estrangulador
- d) Flujo en la línea de descarga

## COMPORTAMIENTO DE PRESIONES DE UN POZO FLUYENTE



- $\Delta P_1$  = PERDIDA DE PRESION EN EL MEDIO POROSO ( 10 AL 50 % DE PT )
- $\Delta P_2$  = " " " A TRAVES DE LA TP (30 AL 80 % DE PT)
- $\Delta P_3$  = " " " EN LA SUPERFICIE ( 5 AL 30 % DE PT )
- $\Delta P_4$  = " " " DE LA LLEGADA DEL SEP. AL TANQUE

FIG. III.4.1.

## 1ra. ETAPA, COMPORTAMIENTO DE FLUJO (AFLUENCIA AL POZO)

De acuerdo al análisis en forma integral del comportamiento de flujo de un pozo fluyente vemos la 1ra. parte que corresponderá a: el "Flujo del yacimiento a las vecindades del -- pozo".

La presión de fondo de un pozo fluyente se conoce con el nombre de "Presión de Fondo Fluyendo" ( $P_{wf}$ ), y la diferencia entre la "presión de Fondo Estática" ( $P_{ws}$ ) y  $P_{wf}$  se le llama -- "Abatimiento de Presión" ( $\Delta P$ ).

$$\Delta P = P_{ws} - P_{wf}$$

En conclusión, tenemos que para un diametro de tubería de producción, un estrangulador, un gasto del pozo y las características del estrato productor, tendremos un abatimiento de presión diferente en comparación con otro pozo.

En el estudio de la afluencia al pozo se ve la necesidad de considerar 2 etapas.

- 1a. Etapa, en la que los hidrocarburos en el yacimiento se encuentran en una sola fase.
- 2a. Etapa, en la que los hidrocarburos en el yacimiento se encuentran en dos fases.

Esto es:

Si,  $P_{wf} > P_b$ : Se presenta la 1a. etapa y el comportamiento del IP es la de una función lineal, como se muestra en la figura III. 4.2.

Si,  $P_{wf} < P_b$ : Se presenta la 2a. etapa y el comportamiento del IPR es la de una función de una curva, como se muestra en la fig. III.4.3.

Además, el Índice de Productividad de un pozo (IP o J) se define como; el cociente de su producción de líquidos entre el abatimiento de presión.

$$J = \frac{q_o + q_w}{P_{ws} - P_{wf}}$$

Donde:

J= Índice de Productividad,  $\frac{bl/dfa}{lb/pg^2}$

$q_o$  = Gasto de aceite, bl/dfa

$q_w$  = Gasto de agua, bl/dfa

$P_{ws}$  = Presión de fondo estática, lb/pg<sup>2</sup>

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo, lb/pg<sup>2</sup>

En conclusión para:

# COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE UN POZO

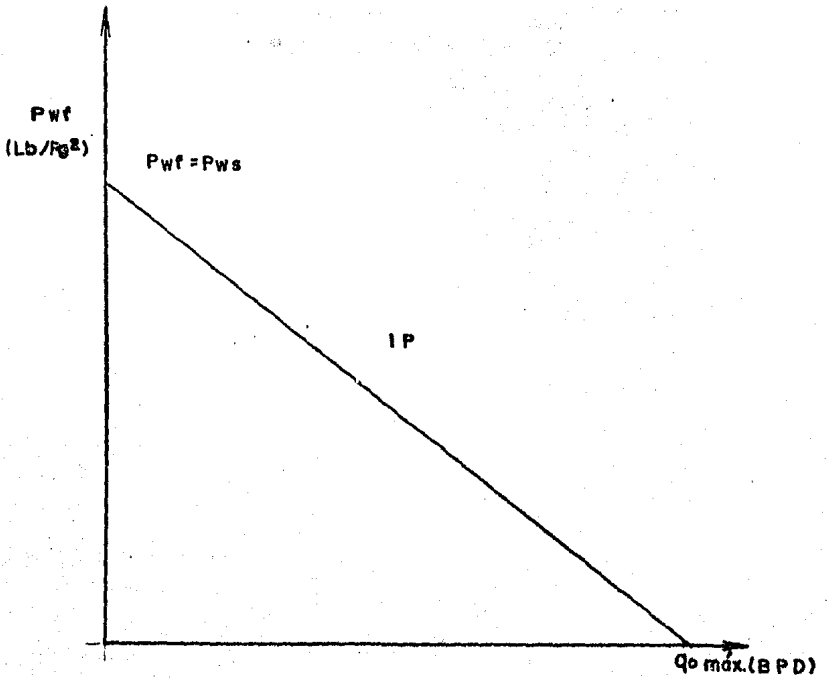


Fig. III.4.2



# COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE UN POZO

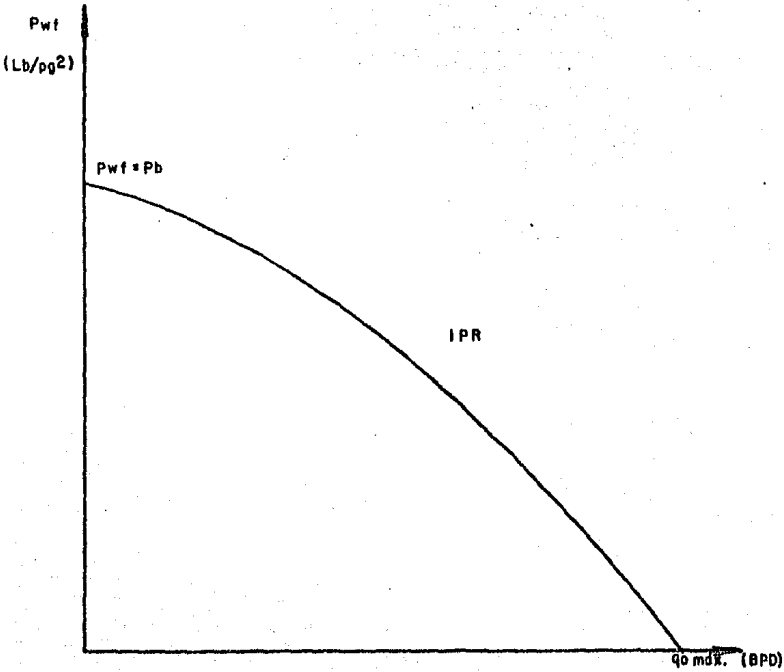


Fig. III.4.3.

$P_{wf} > P_b$  (Comportamiento lineal)  
 $P_{wf} < P_b$  (Comportamiento en forma curva, IPR)

IDEALIZANDO...

Si tenemos en el yacimiento las siguientes características:

- Homogeneo
- Fase líquida
- Pequeña compresibilidad
- Flujo radial
- K constante
- Se produce agua

y sabemos que

la ecuación de Darcy es:

$$q = \frac{7.08 K h (P_{ws} - P_{wf})}{\mu B \ln(r_e/r_w)}$$

donde:

K = Permeabilidad (darcys)

h = Espesor de la zona productora (pies)

$P_{ws}$  = Presión de fondo estática (Lb/pg<sup>2</sup>)

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo (Lb/pg<sup>2</sup>)

$\mu$  = Viscosidad (cp)

B = Factor de volumen (adimensional)

$r_e$  = Radio de drene

$r_w$  = Radio del pozo

7.08 = Constante de conversión

Unidades prácticas.

Obtenemos lo siguiente.

Cálculo de el índice de productividad estimando e incluyendo efecto de agua y el espesor de la zona productora.

De la ecuación de Darcy

$$q_o = \frac{7.08 K_{oh} (P_{ws} - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln (r_e / r_w)} \dots (1)$$

$$q_w = \frac{7.08 K_{wh} (P_{ws} - P_{wf})}{\mu_w B_w \ln (r_e / r_w)} \dots (2)$$

si el abatimiento de presión es:

$$\Delta P = P_{ws} - P_{wf}$$

Entonces:

$$q_0 = \frac{7.08 K_0 h \Delta P}{\mu_0 b_0 \ln(re/rw)} \dots (3)$$

$$q_w = \frac{7.08 K_w h \Delta P}{\mu_w b_w \ln(re/rw)} \dots (4)$$

Además el índice de productividad de un pozo es:

$$J = \frac{q_0 + q_w}{\Delta P} \dots (5)$$

Por lo que

Sustituyendo las ecuaciones (3 y 4) en la ecuación (5) tendremos que:

$$J = \frac{\frac{7.08 K_0 h \Delta P}{\mu_0 b_0 \ln(re/rw)} + \frac{7.08 K_w h \Delta P}{\mu_w b_w \ln(re/rw)}}{\Delta P} \dots (6)$$

factorizando tendrmos que:

$$J = \frac{7.08 h \Delta P}{\ln(re/rw)} \left[ \frac{K_0}{\mu_0 b_0} + \frac{K_w}{\mu_w b_w} \right] \dots (7)$$

Eliminando términos ....

$$J = \frac{7.08 h}{\ln(re/rw)} \left[ \frac{K_o}{\mu_o B_o} + \frac{K_w}{\mu_w B_w} \right] \dots (8)$$

Y considerando que:

$$\frac{7.08}{\ln(re/rw)} = 1.0 \dots (9)$$

$$J = h \left[ \frac{K_o}{\mu_o B_o} + \frac{K_w}{\mu_w B_w} \right] \dots (10)$$

Si el efecto del agua es = 0

$$J = h \left[ \frac{K_o}{\mu_o B_o} \right]$$

Por falta de datos de permeabilidad del agua y factor de volumen de agua no se calcula J, incluyendo el efecto del agua pero sería ilógico calcularlo despreciando el efecto del agua si este existe, entonces para obtener un análisis completo del comportamiento de afluencia de un pozo, es necesario calcular las pérdidas de presión en la tubería del pozo (Tubería de producción), en las líneas de flujo superficiales (líneas de descarga o escurrimiento) y a través del estrangulador, para obtener el comportamiento de flujo en el pozo.

La finalidad de hacer este cálculo mediante la ec. de -- VOGEL es para obtener la curva IPR, así como de los comportamientos de flujo tanto en la TP como en el estrangulador se -- determinará cualitativamente la producción del pozo.

# INTERPRETACION GRAFICA DE LAS ECUACIONES DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE UN POZO.

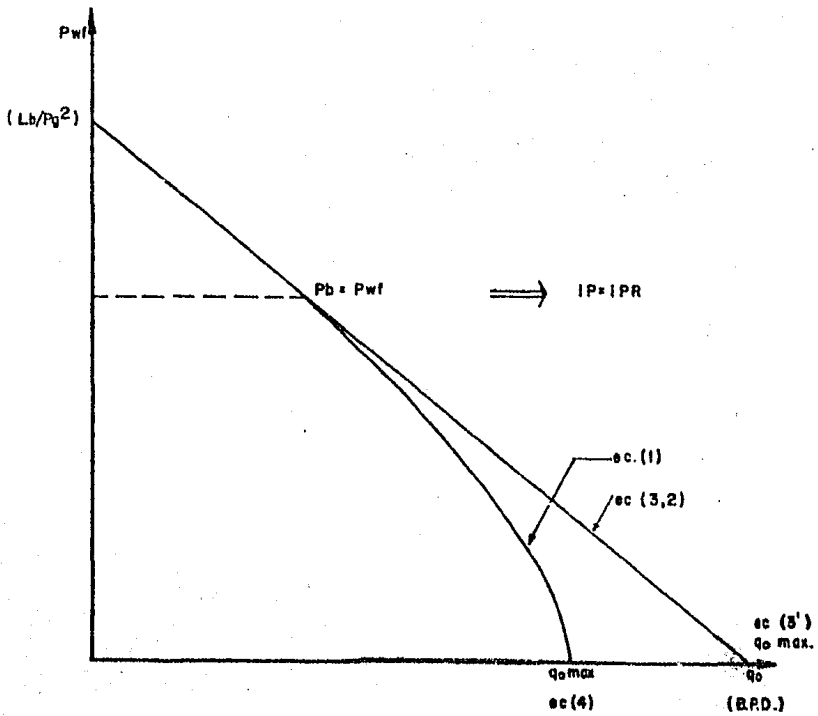


FIG. III.4.4.

Así pues, Vogel en su método desarrolla una ecuación - para el comportamiento de afluencia de un pozo bajo las siguientes consideraciones:

(- Elaboró un estudio fundamentándose en pruebas de producción de los pozos)

- Yacimientos con empuje de gas en solución
- No se considera daño a la formación  $S=0$ ,  $FE=1$
- En el yacimiento se encuentran los hidrocarburos en la región de 2 fases
- El yacimiento tiene un empuje hidráulico
- Yacimiento homogéneo e isotrópico.

Ecuación general (Vogel)

$$\frac{q_0}{q_{0\text{máx}}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \dots (1)^*$$

donde:

- $q_0$  = Gasto o producción bruta del pozo (bl/día)
- $P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo (lb/pg<sup>2</sup>)
- $P_{ws}$  = Presión de fondo Estática (lb/pg<sup>2</sup>)
- $q_{0\text{máx}}$  = Gasto o producción máxima del pozo (bl/día)

Ahora bien si consideramos que  $P_{wf} \gg P_b$  (comportamiento

\* ecuación para obtener el I.P.R.

lineal) se tendrá de la ecuación general

$$\frac{q_0}{q_{\text{omáx}}} = 1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \dots (2)$$

y de:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \dots (3)$$

para comportamiento lineal, si  $P_{wf}=0$

$$q_{\text{omax}} = q P_{ws} \dots (3')$$

por otra parte:

$$q_{\text{omáx}} = \frac{q_0}{1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0.8 \frac{P_{wf}}{P_{ws}}^2} \dots (4)$$

De acuerdo a lo anterior tenemos el análisis siguiente de los pozos representativos.

Pozo Cunduacán No. 13

$$P_{ws} @ 3950 \text{ mts} = 204.4 \text{ Kg/cm}^2 = 2906 \text{ lb/pg}^2$$

$$q_0 = 2887 \text{ bl/día}$$

$$RGA = 90 \text{ m}^3/\text{m}^3 = 504 \text{ pie}^3/\text{bl}$$



$$P_{wf} @ 3950 \text{ mts.} = 180 \text{ Kg/cm}^2 = 2559 \text{ lb/pg}^2$$

$$IP = \frac{2887}{(2906-2559)} = 8.31 \text{ bl/dfa/lb/pg}^2$$

Pozo Cunduacán No.24

$$P_{th} = 85.8 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{ws} @ 4279 \text{ mts} = 284 \text{ Kg/cm}^2 = 4038.48 \text{ lb/pg}^2$$

$$q_o = 1258 \text{ bl/día}$$

$$P_{wf} @ 4279 \text{ mts} = 185 \text{ Kg/cm}^2 = 2630.7 \text{ lb/pg}^2$$

$$IP = \frac{1258}{(4038.48-2630.7)} = 0.89 \text{ bl/dfa/lb/pg}^2$$

Pozo no fluyente con necesidad de instalarse un sistema artificial en este caso es del bombeo neumático (actualmente en operación)

Pozo Cunduacán No.50

$$P_{ws} @ 4328 \text{ mts} = 285.7 \text{ Kg/cm}^2 = 4062.65 \text{ lb/pg}^2$$

$$q_o = 3000 \text{ bl/día}$$

$$P_{wf} @ 4328 \text{ mts} = 180.7 \text{ Kg/cm}^2 = 2569.55 \text{ lb/pg}^2$$

$$IP = \frac{3000}{(4062.65-2569.55)} = 2.009 \text{ bl/dfa/lb/pg}^2$$

Pozo en la misma condición que el anterior

POZO CUNDUACAN No. 301

$$Pws \quad 4060 \text{ mts} = 240 \text{ Kg/cm}^2 = 3412.8 \text{ lb/pg}^2$$

$$Pwf \quad 4060 \text{ mts} = 231 \text{ Kg/cm}^2 = 3284.82 \text{ PSI}$$

$$q_o = 1554 \text{ BPD}$$

$$IP = \frac{1554}{(3412.8 - 3284.82)} = 12.14 \text{ bl'/dfa/lb/pg}^2$$

RESUMEN

POZO	No.	OBSERVACION
Cunduacán	13	Fluyente
Cunduacán	24	Opera con B.N.
Cunduacán	50	Opera con B.N.
Cunduacán	301	Fluyente

Como se vio anteriormente que para un análisis de un pozo se tendra que determinar la curva de IPR, por ser un desarrollo tan amplio, veremos en general refiriendose a un solo pozo representativo del campo, en este caso sera el pozo Cunduacán -- No. 21 cuyo estado actual es un pozo fluyente que cuenta con los siguientes datos:

DATOS DE UNA PRUEBA DE PRODUCCION DEL POZO CUNDUACAN No. 21

$$P_{ws}@3997 \text{ mts} = 200.9 \text{ Kg/cm}^2 = 2856.7 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{wf}@3997 \text{ mts} = 196.6 \text{ Kg/cm}^2 = 2795.6 \text{ lb/pg}^2$$

$$q_o = 773 \text{ m}^3/\text{día} = 4861 \text{ bl/día}$$

$$\frac{P_{wf}}{P_{ws}} = \frac{2795.6}{2856.7} = 0.97 \rightarrow \text{GRAF. VOGEL } q_{o\text{max}} = \frac{4861}{0.075} = 64813 \text{ bl/día}$$

$$IP = \frac{4861}{(2856.7 - 2795.6)} = 79.55 \text{ bl/día/lb/pg}^2$$

Para hacer la curva de IPR tendremos que auxiliarnos -  
de la curva de Vogel, además de suponer datos de  $P_{wf}$

$P_{wf}$ (lb/pg <sup>2</sup> )	$P_{wf}/P_{ws}$	CTE	$q_o$ (bl/día)
2856.7	1	0	0
2795.6	0.97	0.075	4860
2500	0.87	0.225	14285
2250	0.78	0.36	23332
2000	0.70	0.475	30786
1750	0.61	0.59	38239
1500	0.52	0.68	44072
1250	0.43	0.76	49257
1000	0.35	0.83	53794
750	0.26	0.89	57683
500	0.17	0.94	60924
250	0.08	0.98	63516
0	0	1	64813

Estos datos los graficamos  $P_{wf}$  vs  $q_o$  (véase figura III.4.5.)

Además contamos con la siguiente información

$$P_{th} = 23 \text{ Kg/cm}^2 = 327 \text{ lb/pg}^2$$

$$RGA = 106 \text{ m}^3/\text{m}^3 = 594 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

TP 3 1/2"  $\emptyset$

Si  $P_{th} = \text{CTE}$

Calculamos el comportamiento de  $P_{wf}$  y  $P_{th}$ .

$q_o$ (bl/dfa)	$P_{wf}$ (lb/pg <sup>2</sup> )	$q_o$ (bl/dfa)	$P_{wf}$ (lb/pg <sup>2</sup> )	$P_{th}$ (lb/pg <sup>2</sup> )
10 000	1456	10 000	2600	567
20 000	1219	20 000	2350	493
30 000	1020	30 000	2050	430
40 000	792	40 000	1670	384
50 000	830	50 000	1200	300
60 000	1010	60 000	580	100
70 000	1100	70 000		

Y el diámetro de estrangulador es 64/64" = 1"

$$P_{th} = \frac{435 R^{0,546} q}{S 1.89}$$

$$q_o = 4861 \text{ bl/dfa}$$

$q_o$	$P_{th}$
0	0
4861	611

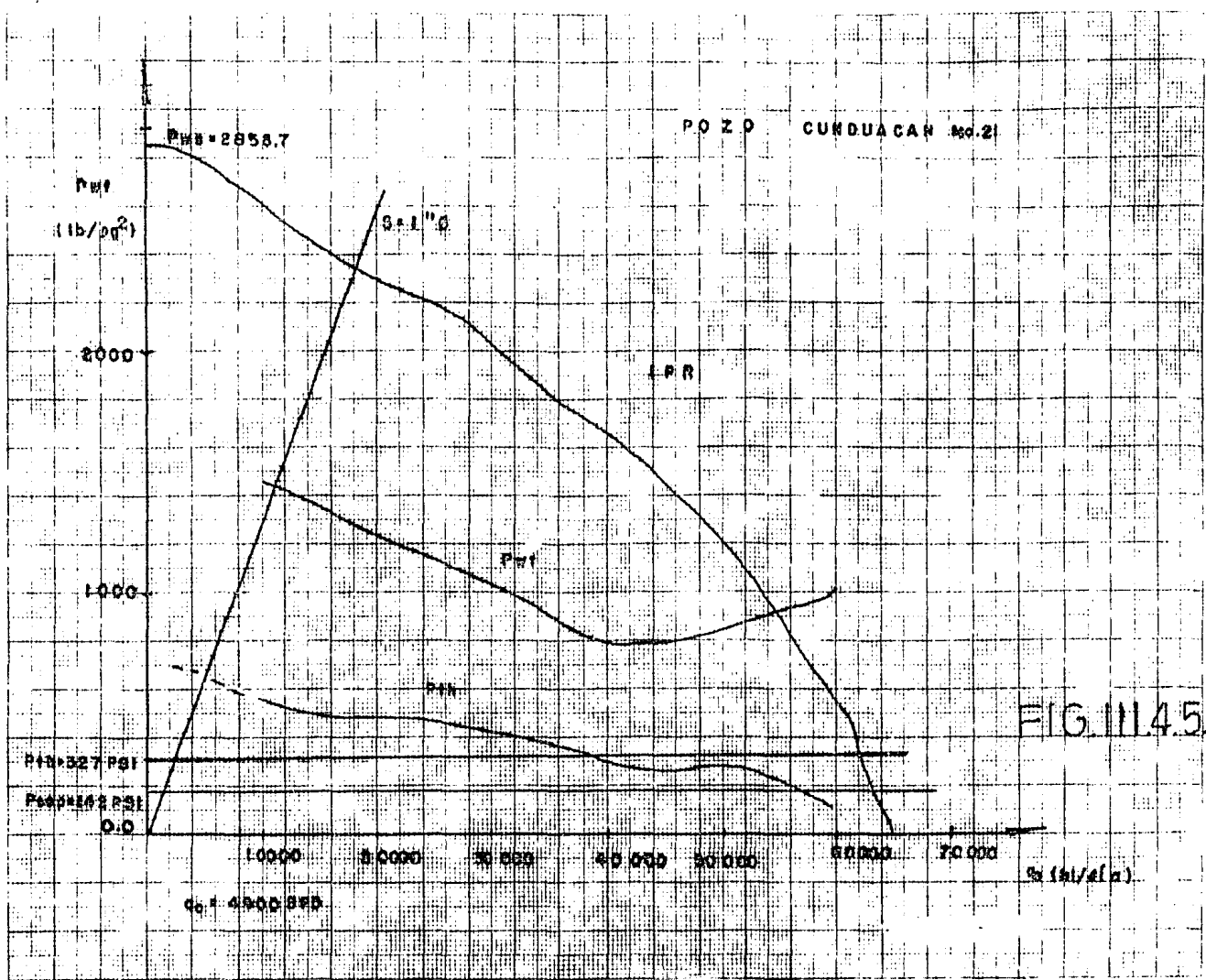


FIG. III.4.5

IV SUMINISTRO Y POTENCIA DEL GAS  
DE INYECCION

#### IV. SUMINISTRO Y POTENCIA DEL GAS DE INYECCION

Uno de los aspectos más importantes en el proyecto de conversión de los pozos del Campo Cunduacán, al sistema artificial denominado "Bombeo Neumático", es el sistema de inyección de gas a alta presión, entendiéndose como tal: Red ó Anillo de Bombeo Neumático, tuberías de inyección, de gas a cada pozo, características del gas de inyección y fuente de, suministro del gas de inyección (Gasoducto, Estación de Compresión o Pozo Productor de Gas).

## IV.1 RED DE BOMBEO NEUMATICO.

### IV.1.1 ANTEPROYECTO DE LA RED DE BOMBEO NEUMATICO.

En el año de 1983 se propuso la implantación de bombeo neumático a los pozos del campo Conduacán.

Las obras necesarias contemplaban básicamente de gasoductos de alta presión y estación de compresoras para suministrar gas a 2 000 lb/pg<sup>2</sup> de presión manométrica.

Estos trabajos se ejecutarían en 2 etapas:

- La primera etapa.

Los pozos del campo Conduacán que se consideraron para la primera etapa son los siguientes:

1, 10, 11, 21, 23, 12, 13, 14, 22, 24, 32, 33, 34, 35, 37, 40, 41, 42, 43, 47, 50, 55, 61.

Total de pozos = 23

Con una presión de operación de 1000 lb/pg<sup>2</sup> y válvulas balanceadas de bombeo neumático convencionales operadas por presión del gas de inyección.



## - LA SEGUNDA ETAPA

Esta obra se propuso

a) La instalación de 5 compresoras (para manejar 80 - MMPCD) en el campo Oxiacaque que descargaran a 2000 lb/pg<sup>2</sup>. Tomando como referencia el comportamiento de los pozos de la primera etapa.

b) Gasoducto de interconexión de la estación de compresoras al anillo de bombeo neumático, este anillo tendrá un diámetro de tubería de 16" y 0.750" de espesor con especificación de 5LX-52 API.

c) Líneas de inyección de 4" Ø y 8" Ø para una presión superficial de operación de 2000 lb/pg<sup>2</sup> manométrica.

A continuación se presenta el plano detallado de la primera y segunda etapa (verse figura IV.I.1)

# ANTEPROYECTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS

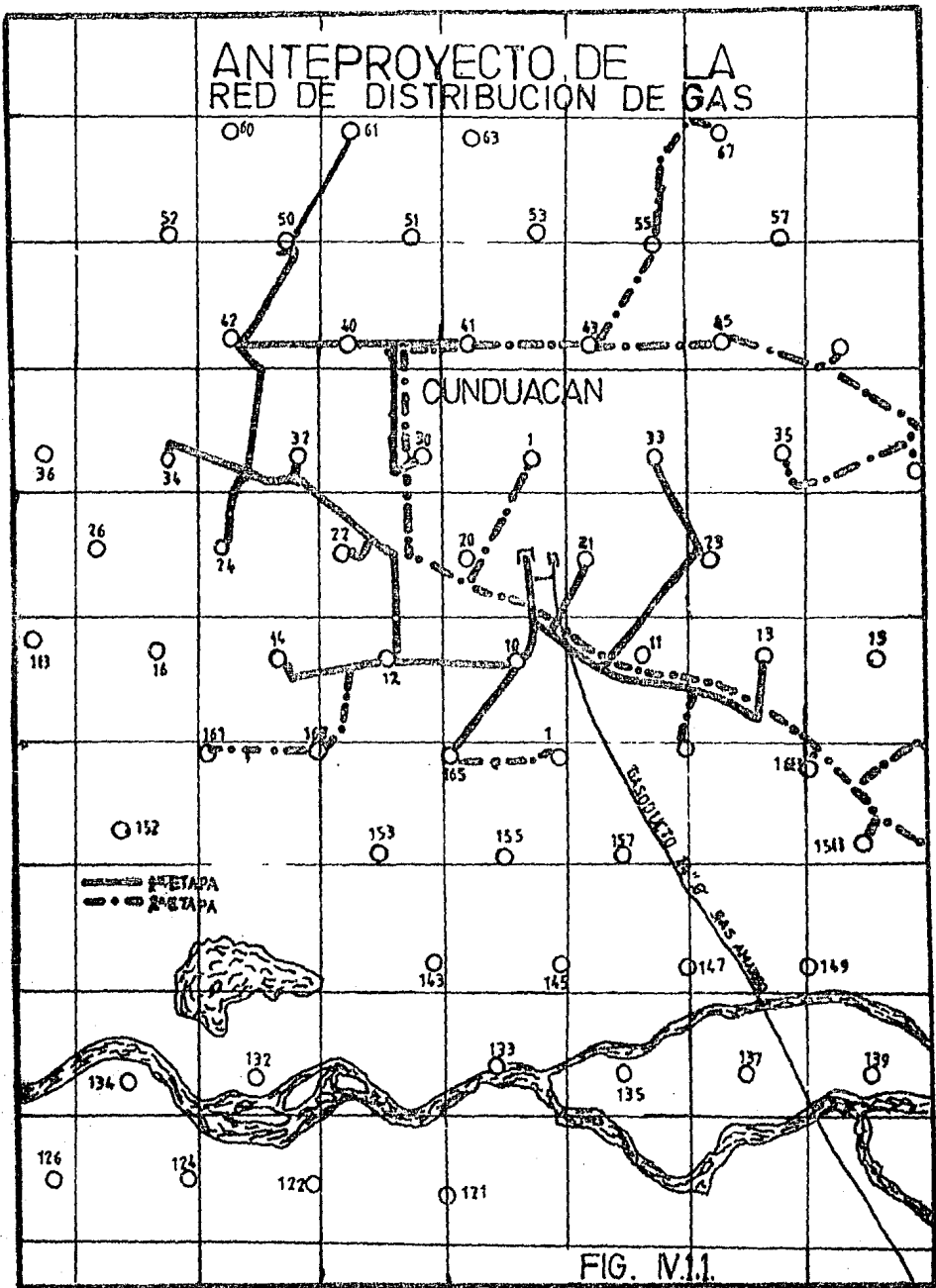


FIG. IV.1.

#### IV.1.2. Proyecto Realizado de la Red de B.N.

El anteproyecto a realizar en dos etapas en el inciso-IV.I.1. No tuvo efecto, tal como se habia contemplado originalmente, debido a la falta de tubería de 16" y por otra parte, de que en aquel entonces se tenían obras con mayor prioridad tales como; la construcción de oleogasoductos y gasoductos del mismo diametro.

Por el año de 1984 se decide, la construcción de la -- Red de bombeo neumático con tubería de 8" cuyas especificaciones son las siguientes:

Tubería	8"
Espesor	0.375"
Grado	API 5LX-52

Su estado actual es como el de la figura IV.I.2.

Por primera vez, en el año de 1985 se operaron los pozos Cunduacán No. 50, 43 y 24 con gas amargo cuya fuente de alimentación fue la siguiente. Del gasoducto de 24" de la descarga de compresoras Cunduacán - Samaria II, se elaboró un Tapping ó disparo en 8" al gasoducto, del que se obtuvo, gas amargo del mismo campo de Cunduacán. Como se muestra en la figura IV.2.2, el gas amargo como fuente de suministro para los pozos, fue --

erroneamente inyectado ya que se presentaron problemas en el pozo, tales como; el desprendimiento del aparejo de producción, - así como daños severos a las tuberías de revestimiento.

Al presentarse estos problemas, y la necesidad imperiosa de tener un número mayor de pozos operando con el sistema de bombeo neumático para incrementar o mantener ligeramente la producción se optó por inyectar gas dulce, en lo que actualmente se tiene lo siguiente: del gas enviado de la criogenica de Ciudad PEMEX a la Ciudad de México mediante un gasoducto de 24"  $\emptyset$  (GCPM 24"), se efectuaron los trabajos necesarios para hacer un tapping en 16" al GCPM 24" de ahí se construyó una línea en 16" hasta "Compresoras Cunduacán" y de estas comprimir, el gas y enviarlo a la Red de Bombeo Neumático.

La presión en el GCPM 24" es de aproximadamente 800 --  $1b/pg^2$ , al interconectarlo al ducto de 16"  $\emptyset$  presenta una caída de presión de 230  $1b/pg^2$ , que va del tapping. hecho al GCPM a la entrada de las compresoras Cunduacán con una presión de 570-  $1b/pg^2$ .

Antes de llegar a la succión de las compresoras se tiene un reductor de presión en el que bajará la presión de 570 a-  $100 1b/pg^2$ , posteriormente el gas pasa a un rectificador, inmediatamente después a la succión de las compresoras y de ahí comprimir el gas dulce a alta presión de aproximadamente 1000  $1b/pg^2$  manejando un volumen de 60 MMPCD, mostrado en la figura - -

# RED DE B.N. ACTUAL

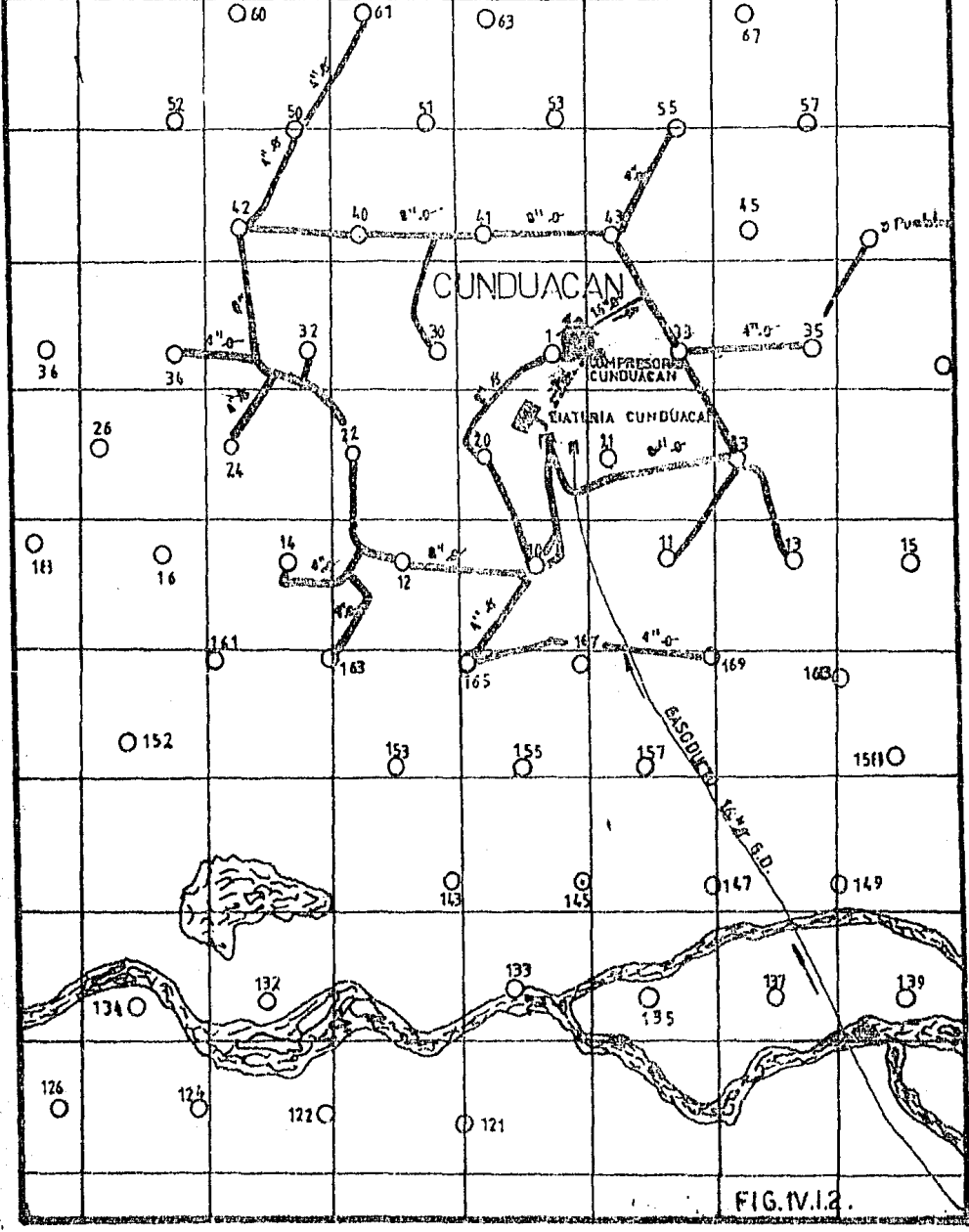


FIG. IV.12.

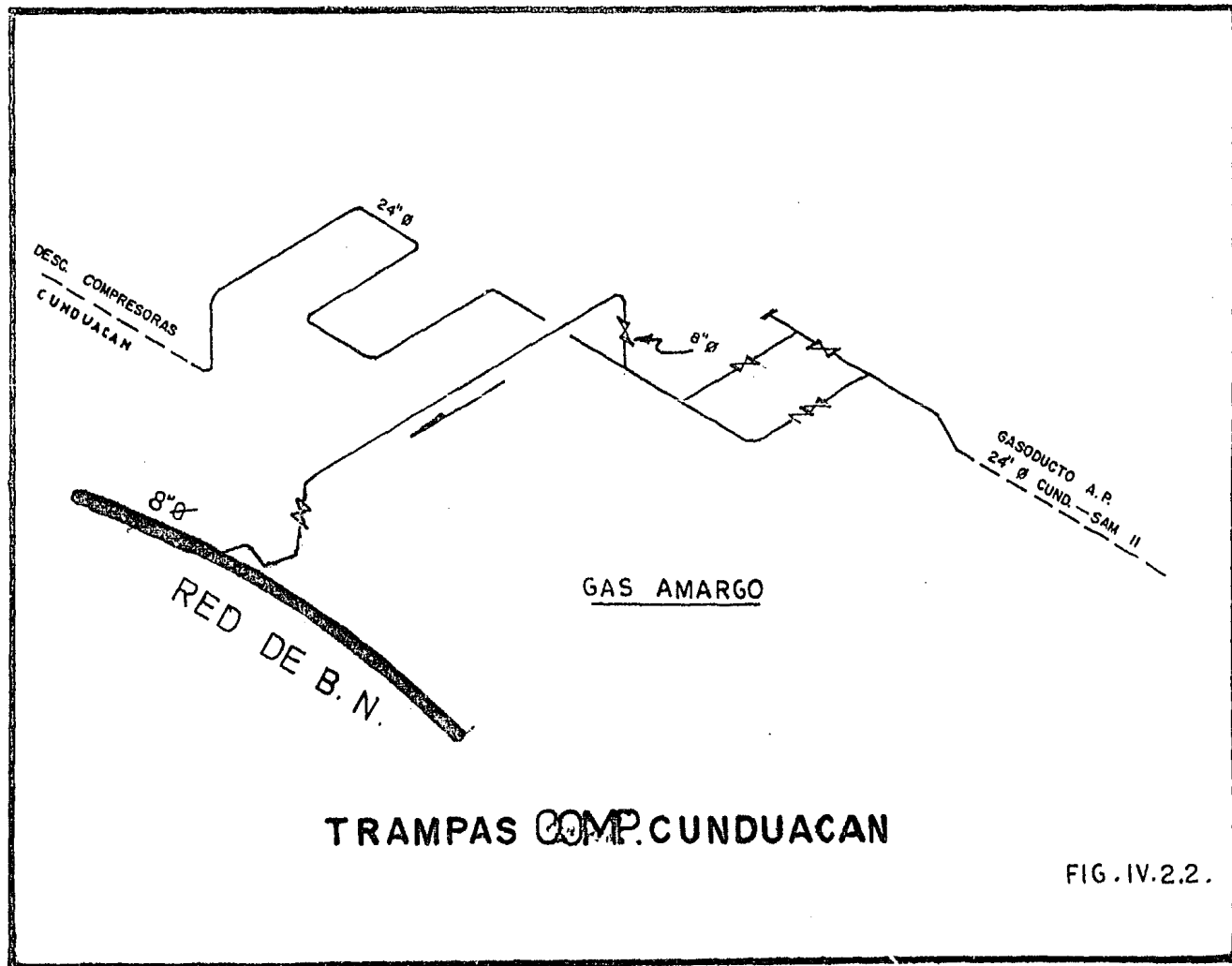
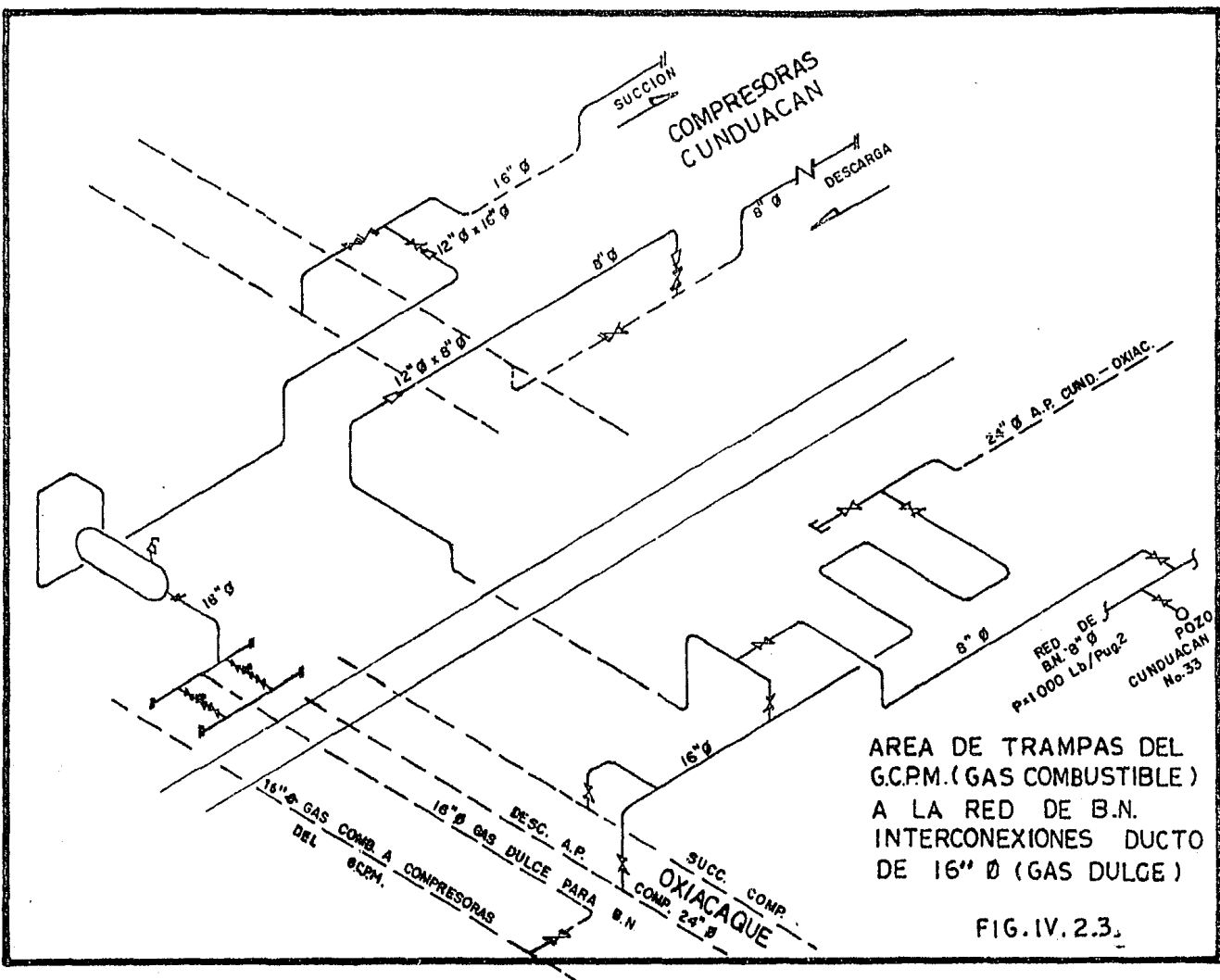


FIG. IV.2.2.



AREA DE TRAMPAS DEL  
 G.C.P.M. (GAS COMBUSTIBLE)  
 A LA RED DE B.N.  
 INTERCONEXIONES DUCTO  
 DE 16" Ø (GAS DULCE)

FIG. IV. 2.3.

## IV.2 FUENTE DE ABASTECIMIENTO

El proyecto original para operar con gas dulce los pozos de B.N. del campo, consistió en tomar gas de la línea de 16"Ø de gas combustible que llega a la estación de compresión-Cunduacán, comprimirlo en esta hasta 1000 lb/pg<sup>2</sup>, enviarlo por un gasoducto de 24"Ø a la estación de compresión Oxiacaque, recomprimirlo hasta 2000 lb/pg<sup>2</sup> e inyectarlo a la red de B.N. mediante un gasoducto de 16"Ø.

Para realizar este proyecto se consideró utilizar un módulo de compresión de la estación de Cunduacán, además de la instalación de 5 compresoras en Oxiacaque y la construcción de un gasoducto de 16"Ø, se decidió dividir el proyecto en 2 etapas como se mencionó anteriormente.

Debido a la falta de tubería de 16" Ø y ocuparse la existencia, en trabajos con mayor prioridad se construye con tubería de 8" Ø, la fuente original de abastecimiento de gas a los pozos, fue el mismo gas de formación, esto fue, gas amargo y posteriormente (en la actualidad) se abastece de gas dulce -- proveniente del gasoducto de (24" pg) Ciudad Pemex - México, cuya composición de estos gases, se presentan en las Tablas - - IV.2.A y IV.2.B.



TABLA IV.2.A.

FUENTE DE ABASTECIMIENTO GASODUCTO	$\phi$ (Pg)	P (lb/pg <sup>2</sup> )	TIPO DE GAS
Cunduacán - Samaria	24	1000	Amargo
Ciudad Pemex - México	24	793-853	Dulce

TABLA IV.2.B. ANALISIS CROMATOGRAFICO

MUESTRA	PRESION MTRA A <sub>2</sub> (Kg/cm <sup>2</sup> )	TEMP MTRA (°C)	H <sub>2</sub> S (%mol)	CO <sub>2</sub> (%)	% MOL							
					C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	iC <sub>4</sub>	NC <sub>4</sub>	iC <sub>5</sub>	NC <sub>5</sub>	C <sub>6</sub> <sup>+</sup>
Desc. comp Cunduacán	76	33	2.38	0.62	72.22	14.34	6.09	0.78	1.85	0.47	0.46	0.81
Gas del GCPM	50	40	0	0.01	71.46	23.89	3.91	0.19	0.37	0.09	0.08	

PESO MOL.	PESO ESPECIFICO GAS	C <sup>3+</sup> (bl/impie <sup>3</sup> /día)
22.51	0.777	75.66
20.82	0.719	182.96

MTRA - Muestra

GCPM - Gasoducto de Ciudad Pemex - México.

#### IV.3 DIAGRAMA DE FLUJO DE UN POZO CON B.N. A LA SALIDA DE LA BATERIA DE SEPARACION.

Es de suma importancia conocer el flujo de los hidrocarburos producidos por los pozos productores o bien de pozos con un sistema artificial en este caso el de bombeo neumático para el caso en que por alguna causa no se pueda tomar una muestra, se efectue en la batería de separación ó hacer algun movimiento operativo como se muestra en la Fig. IV.3.1.

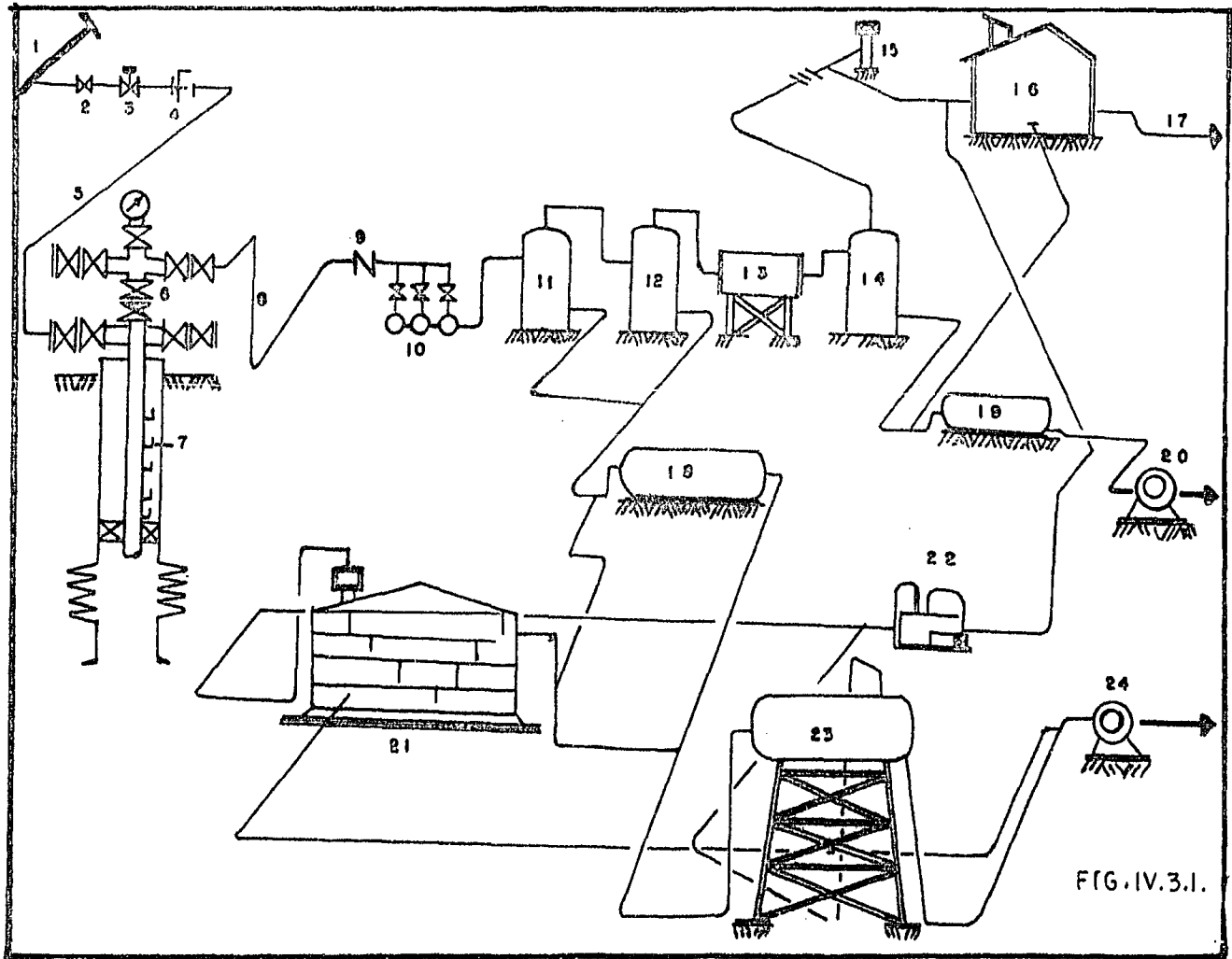


FIG. IV.3.1.

Diagrama de flujo de un pozo con bombeo neumatico a la salida de la bateria.

1. Red B.N. 8" Ø
2. Valvula de compuerta 4" Ø
3. Valvula de aguja
4. Fitting
5. Línea de Inyección de Gas dulce
6. Arbol de Valvulas
7. Aparejo con valvulas de B.N.
8. Línea de escurrimiento
9. Valvula Check
10. Cabezal de Recolección
11. Separador
12. Rectificador Primario
13. Enfriador
14. Rectificador Secundario
15. Quemador
16. Compresoras
17. Envio a Petroquímica
18. Tanque de Balance
19. Trampa Neumatica
20. Bomba de Gasolinas
21. Tanque de Almacenamiento
22. Recuperadora de Vapor
23. Separador Elevado
24. Bomba de Crudo

**V. DISEÑO DE LAS INSTALACIONES  
SUBSUPERFICIALES**

## V. DISEÑO DE LAS INSTALACIONES SUBSUPERFICIALES

El bombeo neumático es un medio de levantamiento de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, en forma continua o de bache, por la inyección de gas; a una presión relativamente alta, al espacio anular, el cual pasa a la tubería de producción a través de válvulas colocadas en uno o más puntos de inyección.

Dado que el Bombeo Neumático esta basado en el uso de gas comprimido a alta presión para aligerar el fluido producido, del pozo hasta la superficie es necesario tener conocimiento de algunos términos usados el diseño de las instalaciones subsuperficiales como se mencionan a continuación:

### DENSIDAD DEL GAS

Para determinar la densidad del gas en función de su densidad relativa, presión y temperatura se puede usar la siguiente correlación.

$$\rho_g = 2.7 \left( \frac{P M_g}{Z T} \right)$$

Donde:

$\rho_g$  = Densidad del gas en, lb/pie<sup>3</sup>

P = Presión Absoluta del gas en lb/pg<sup>2</sup> abs.

T = Temperatura absoluta en, °R

Z = Factor de desviación del gas en función de la presión y temperatura (administrasional).

$\gamma_g$  = Densidad relativa del gas (Adimensional) (aire )

DEDUCCION DE LA ECUACION:

De la ecuación general de los gases reales tenemos:

$$PV = ZnRT$$

y se sabe que

$$n = \frac{m}{M}$$

$$\rho_g = \frac{m}{V}; \text{ despejando } V$$

$$P.V = \frac{m}{M} (ZRT)$$

$$P \left( \frac{m}{\rho_g} \right) = \frac{m}{M} (ZRT)$$

$$\rho_g = \frac{PM}{ZRT}$$



Por otro lado tenemos:

$$\gamma_g = \frac{M}{M_a} ; M = M_a \gamma_g$$

Entonces:

$$\rho_g = \frac{P(28.97 \gamma_g)}{10.73ZT}$$

Finalmente:

$$\rho_g = 2.7 \frac{P \gamma_g}{ZT}$$

- Lo más recomendable es obtener la  $\rho_g$  de los análisis cromatográficos.

### PRESION DE FONDO ESTATICA

Es la presión que existe en el pozo cuando está cerrado por un período de tiempo considerable lo suficiente para que las condiciones del pozo se estabilicen, para propósitos, prácticos ésta presión se considera igual a la presión del yacimiento. Esta presión puede ser medida con un registrador de presión (Amerada) suspendido frente al intervalo productor por medio de la línea de acero.

### PRESION DE FONDO FLUYENDO

Es la presión que se registra en forma directa frente al intervalo productor cuando el pozo esta fluyendo y en forma indirecta por medio de correlaciones de flujo multifasico ó bien con curvas de gradiente.

### GRADIENTE DE PRESION

Se define como el cociente de la presión con respecto a la profundidad y generalmente es medido en,  $lb/pq^2/pie$  o  $kg/cm^2/m$

### GRADIENTE ESTATICO

Es el gradiente de presión originado por la columna de un fluido estático en un pozo y es directamente proporcional a la densidad del fluido. Por consiguiente, el gradiente estatico de un fluido es relativamente una constante.

### CAPACIDAD PRODUCTIVA DEL POZO

Se puede decir en términos generales, que para una presión de fondo estática dada, entre mayor sea la diferencia de presión con respecto a la presión de fondo fluyendo, el gasto -

de fluidos que puede obtenerse será menor, es decir que el gasto es función de la caída de presión que se establezca en el fondo del pozo.

IP (J) v/o IPR

El índice de productividad tiene un comportamiento como una función lineal ó de curva, este va a estar en función del valor de la Pwf con respecto al de la presión de saturación (Pb) esto es si:

$P_{wf} > P_b$ , El índice de productividad se comporta como una función lineal (J)

$P_{wf} < P_b$ , El índice de productividad se comporta como una función de una curva (IPR)

Estos comportamientos se describieron con mayor detalle en el inciso III.4 del capítulo III.

En un estudio detallado del Bombeo Neumático (GAS - LIFT), es necesario considerar los factores que benefician o limitan la eficiencia del bombeo. Dentro de estos factores se contemplan: la presencia del gas amargo ( $H_2S$ ), crudos de alta viscosidad, así como de las características del pozo.

## - CLASIFICACION DE ACUERDO A SU OPERACION

### (1) BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.

En este método se introduce un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular a la tubería de producción para aerear o aligerar la columna de fluidos, hasta que la reducción de la presión de fondo permita una diferencial suficiente a través de la formación, causando que el pozo produzca al gasto deseado. Para realizar esto, se usa una válvula en el punto de inyección más profundo con la presión disponible del gas de inyección, junto con la válvula reguladora en la superficie. Este método se usa en pozos con alto índice de productividad ( $> 0.5$  bl/día/lb/pg<sup>2</sup>) y presión de fondo fluyendo relativamente alta, (columna hidrostática del orden del 50% o más en relación a la profundidad del pozo).

En pozos de este tipo la producción de fluidos puede estar dentro de un rango de 200 a 20000 bl/día a través de tuberías de producción comunes. Si se explota por el espacio anular, es posible obtener aún más de 80000 bl/día. El diámetro interior de la TP rige la cantidad de flujo, siempre y cuando el índice de productividad del pozo, la presión de fondo fluyendo, el volumen y la presión del gas de inyección y las condiciones mecánicas sean las ideales.

## (2) BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE

El bombeo neumático intermitente consiste en producir periódicamente determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión, el gas es inyectado en la superficie al espacio anular por medio de un regulador, un interruptor o por la combinación de ambos; este gas pasa posteriormente del espacio anular a la TP a través de una válvula que va insertada en la tubería de producción. Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación, que se ha estado acumulando dentro de la TP, es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas. Sin embargo, debido al fenómeno de "resbalamiento" del líquido, que ocurre dentro de la tubería de producción, sólo una parte del volumen de aceite inicial se recupera en la superficie, mientras que el resto del aceite cae al fondo del pozo integrándose al bache de aceite en formación. Después de que la válvula cierra, transcurre un período de inactividad aparente, en el cual la formación productora continúa aportando fluido al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicia otro ciclo.

En el bombeo neumático intermitente el gas es inyectado a intervalos regulares, de tal manera que el ciclo es regulado para que coincida con la relación de fluidos que esta produ-

ciendo la formación hacia el pozo.

El bombeo intermitente es usado en pozos con volumen - de aceite, generalmente bajo o en pozos que tienen las siguientes características:

a) Alto índice de productividad ( $> 0.5 \text{ bl/día/lb/pg}^2$ ) - en pozos con baja presión de fondo, columna hidrostática del orden del 30% o menor en relación a la profundidad.

b) Bajo índice de productividad ( $< 0.5 \text{ bl/día/lb/pg}^2$ ) - en pozos con baja presión de fondo.

## - CLASIFICACION DE ACUERDO A SU INSTALACION

En general, el tipo de instalación está condicionada por la decisión de hacer producir un pozo con bombeo neumático continuo o intermitente. Las válvulas están diseñadas de modo que funcionen como un orificio de apertura variable para el caso de bombeo neumático continuo, dependiendo de la presión de la TP o pueden tener un asiento amplio para el caso de Bombeo Neumático Intermitente y suministrar un volumen de gas rápidamente a la TP para desplazar el bache de líquido.

Las características del pozo, el tipo de terminación tal como agujero descubierto, así como la posible producción de arena y la conificación de agua y/o gas son condiciones de vital importancia que influyen en el diseño de una instalación. Para determinar el tipo de instalación inicial que se use, se debe decidir en función del comportamiento futuro del pozo, incluyendo el decremento de la presión de fondo fluyendo y el índice de productividad. Las terminaciones múltiples requieren de una instalación más compleja.

### INSTALACION ABIERTA

En este tipo de instalación el aparejo de producción queda suspendido dentro del pozo sin empacador. El gas se in--

yecta en el espacio anular formado entre las tuberías de revestimiento y producción y los fluidos contenidos en la TP son desplazados (fig. V.A). Esto permite la comunicación entre las tuberías de revestimiento y producción, de modo que esta instalación queda restringida a pozos con buenas características, que presenten un nivel alto, del fluido, formando un sello o tapón. Normalmente ésto puede involucrar exclusivamente a pozos que se exploten con Bombeo Neumático Continuo, aunque puede ser posible usar este tipo de instalación para pozos que se vayan a explotar con Bombeo Neumático intermitente, esta debería hacerse solamente cuando el empacador no pueda instalarse por alguna razón. De cualquier modo, no se debe usar una instalación abierta cuando exista alguna posibilidad de liberación del gas alrededor del fondo de la TP.

Otro problema que se tiene en las instalaciones abiertas es la presión variable en la línea superficial, que provoca el nivel del fluido en el pozo aumente y disminuya en el espacio anular exponiendo por consiguiente a todas las válvulas situadas debajo del punto de inyección a una erosión severa con el fluido. Al extraer una instalación de este tipo a la superficie, generalmente todas las válvulas colocadas debajo del punto de inyección se encuentran pulidas por la erosión provocada por el fluido.

Otra desventaja más de este tipo de instalación es que



el pozo debe ser descargado y reacondicionado cada vez que se -- cierre. Debido a que no se tiene un empacador, el nivel del -- fluido en el pozo aumentará en la etapa de cierre; este fluido -- debe ser descargado nuevamente por el espacio anular exponiendo a las válvulas a una erosión adicional con el fluido.

Existe también la posibilidad de que, mientras el pozo produce cierta cantidad de fluido se mueva en el espacio anular, a través de las válvulas inferiores, y hacia el interior de la TP. Esto se debe a la menor resistencia al flujo en el espacio anular. Así se provocará erosión por el paso del fluido en las válvulas inferiores.

Debido a las desventajas mencionadas es evidente que -- una instalación abierta no es normalmente recomendada sin embargo, hay situaciones en las que no es posible la colocación de -- un empacador debido a la erosión tuberías de revestimiento en -- mal estado, fallas internas en la TR, etc., en tales casos se -- debe usar una instalación abierta y realizará un buen trabajo -- en la mayoría de los pozos con Bombeo Neumático Continuo. En -- pozos con Bombeo Neumático Intermitente la instalación abierta -- es ineficiente, debido a la posible liberación del gas en el -- fondo de la tubería de producción.

## INSTALACION SEMICERRADA

Esta instalación, fig. V.B., es similar a la instalación abierta, excepto que se adiciona un empacador que sirve de aislante entre las tuberías de revestimiento y producción. Este tipo de instalación se puede usar tanto para BN continuo como intermitente, ofrece varias ventajas sobre una instalación abierta. Primero, una vez que el pozo se ha descargado, no hay camino por el cual el fluido pueda regresar en espacio anular de la TR, ya que todas las válvulas tienen un dispositivo de retención "CHECK". Segundo, cualquier fluido dentro de la TP no puede abandonar la tubería de producción y pasar al espacio anular de la TR. Tercero, el empacador aísla a la TR de cualquier fluido proveniente del fondo de la TP.

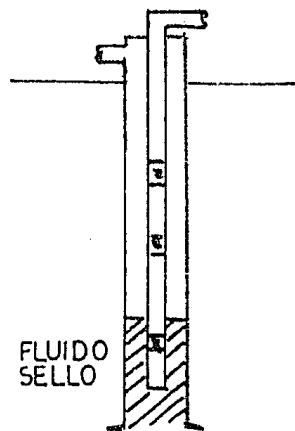
Este tipo de instalación se usa también en el caso de Bombeo Neumático Intermitente. El empacador aísla a la formación de la presión que se tenga en la tubería de revestimiento. Sin embargo, esta instalación permite que la presión del gas en la TP actúe contra la formación, como en el caso de BN intermitente.

## INSTALACION CERRADA

Este tipo de instalación, fig. V.C. es parecida a instalación semicerrada excepto que se coloca una válvula de

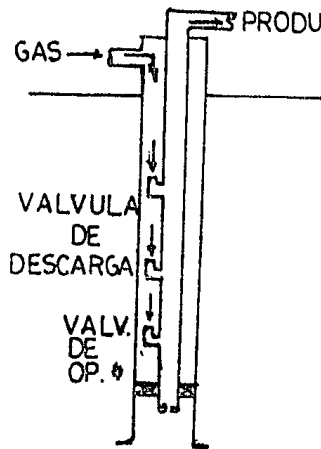
pie en la TP. Aunque la válvula de pie se coloca normalmente en el fondo del pozo, ésta se puede situar inmediatamente en el fondo del pozo, de la válvula operante. Esta válvula de pie evita que la presión del gas de inyección actúe contra la formación.

En una instalación de BN intermitente se debe instalar una válvula de pie, ya que esta ofrece mayores ventajas para incrementar la producción diaria.



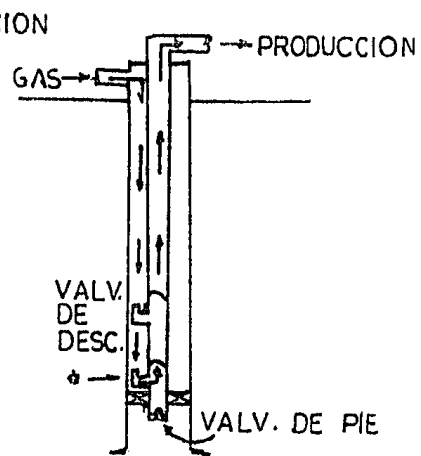
INSTALACION  
ABIERTA

FIG. V. A.



INSTALACION  
SEMICERRADA

FIG. V. B.



INSTALACION  
CERRADA

FIG. V. C.

Criterio para determinar el tipo de flujo.

La eficiencia de una instalación de bombeo neumático depende grandemente de la correcta elección de las condiciones en que operará el pozo; es decir, flujo continuo o flujo intermitente. Muchos pozos se prestan por si mismos fácilmente para su clasificación, pero hay otros que presentan duda, para ello la tabla V. "A". siguiente, es utilizada en la clasificación de un pozo para determinar si conviene explotarlo en flujo continuo o en flujo intermitente.

CONSIDERACIONES; PARA LA TABLA V. "A"

Si	$J >$	0.5	$b/dfa/ b/pg^2$	Indice alto
Si	$J <$	0.5	$b/dfa/ b/pg^2$	Indice bajo
Si	Pws (presión de fondo estática) es alta, cuando es capaz de sostener una columna de fluidos igual al -- 70% de la profundidad total del pozo.			
Si	Pws es baja, cuando es capaz de sostener una columna de fluido menor al 40% de la profundidad total.			

TABLA- V.A.

J	Pws	T I P O	
		BN	TERMINACION
ALTO	ALTA	BNC	SEMI-ABIERTA
ALTO	BAJA	BNI	CERRADA
BAJO	ALTA	BNI	SEMI-ABIERTA
BAJO	BAJA	BNI	CERRADA

Los gradientes de presión, que intervienen en un diseño gráfico de una instalación de bombeo neumático continuo se puede observar en la fig. V.D.

Los parámetros que influyen, en gran medida, en el diseño son:

- a) Presión estática
- b) Presión de fondo fluyendo
- c) Producción de aceite
- d) Relación gas-liquido
- e) Profundidad del intervalo medio
- f) Formación productora
- g) Propiedades de los fluidos
- h) Profundidad del empacador
- e) Presión y volumen del gas de inyección
- j) Gradiente, geotérmico
- k) Contrapresión en la superficie
- l) Características del gas de inyección
- m) Diámetro de la tubería de producción
- n) Diámetro de la tubería de revestimiento

# BOMBEO NEUMATICO CONTINUO

## COMPORTAMIENTO DE GRADIENTES QUE INTERVIENEN EN UNA INSTALACION DE B.N.

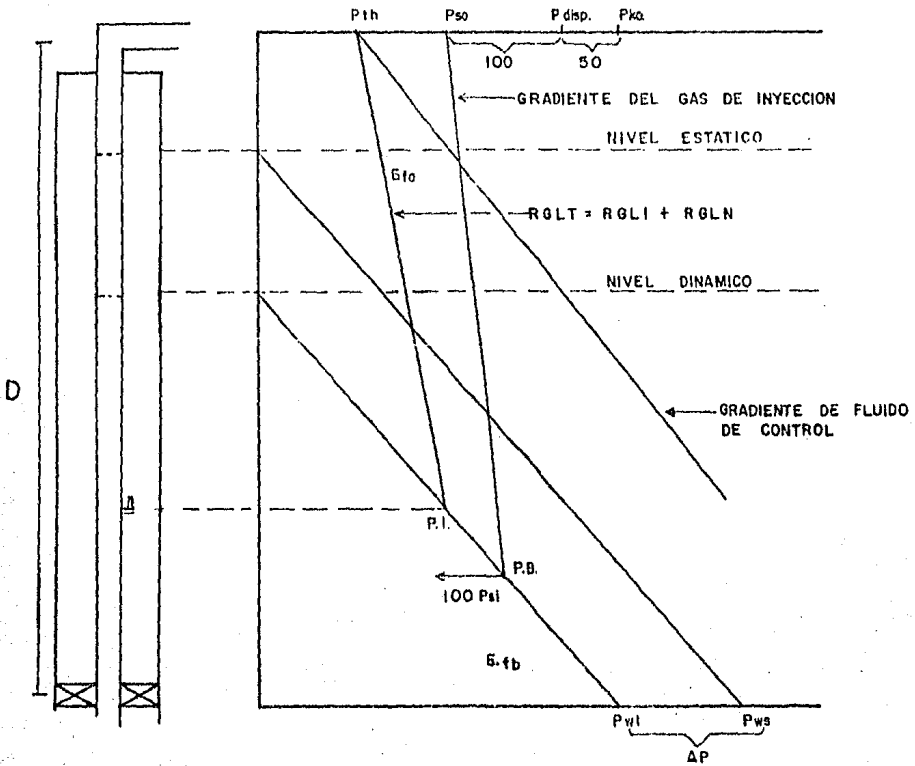


FIG. V-D.



Donde:

Pth = presión en la TP.

Gfa = Gradiente fluyendo promedio arriba del punto de inyección.

Gfb = Gradiente fluyendo promedio abajo del punto de inyección.

D = Profundidad del empacador.

Pwf = Presión de fondo fluyendo

Pws = Presión de fondo estática

$$Pwf = Pth + GfaL + Gfb(D-L)$$

El objetivo de diseñar una instalación de bombeo neumático es determinar el espaciamiento óptimo entre válvulas, especificaciones de las mismas, señalar el tipo de controles superficiales y la cantidad de gas aproximada que se va a necesitar en el sistema.

Para determinar la correcta distribución ó espaciamiento de las válvulas y principalmente la profundidad de la última válvula (válvula de operación) es necesario considerar al espaciamiento de las válvulas como una función de la presión de carga de las válvulas, presión disponible en la cabeza del pozo, cantidad y tipo de fluido que será producido, gradiente-

estático del fluido, gradiente fluyendo del fluido y contrapre  
sión en la cabeza del pozo incluyendo en estos factores los --  
efectos de temperatura así como de las características del flui  
do producido.

Siguiendo el procedimiento de diseño propuesto por -- K.E. Brown, se desarrolla en forma detallada la secuencia de cálculo para el pozo Cunduacán No. 33.

Datos:

$P_{disp} = 960 \text{ lb/pg}^2$   
 $P_{so} = 840 \text{ lb/pg}^2$   
 $P_{ws} = 2720 \text{ lb/pg}^2$   
 $RGA = 1123 \text{ pie}^3/\text{bl}$   
 $q_o = 1000 \text{ bl/día}$   
 $P_{wh} = 14 \text{ Kg/cm}^2 = 199 \approx 200 \text{ lb/pg}^2$  (contrapresión-  
de la batería)

Prof. diseño = 6400 piés = 1951 mts.

Pozo descarga a quemador

$\gamma_g = 0.65$  (aire = 1.0)

$D_{itp} = 2 \frac{3}{8} \text{ pg}$

Temperatura en la boca del pozo = 77°F

Temperatura en el fondo del pozo = 150°F

(Véase figura del estado mecánico del pozo Fig. II.2)

### 1) CALCULO DE $P_{wf}$ .

De la gráfica (V.1.) curva de gradiente de presión entramos con un  $D_{itp} = 2 \text{ "}$ ,  $q = 1000 \text{ bl/día}$  y una  $P_{wh} = 200 \text{ lb/pg}^2$  obtenemos;  $P_{wf} = 1280 \text{ lb/pg}^2 = 90 \text{ Kg/cm}^2$ , este valor se estima de esta manera, pero lo más recomendable es, obtener este valor de un registro de presión (amerada).

Con 10% de agua y densidad del aceite = 0.87 (aga=1.0)  
entramos a la fig. V.2.

$$\begin{aligned} \text{Grad} &= 0.38 \text{ lb/pg}^2/\text{pie} \\ \text{Ne} &= \frac{2720}{0.38} - 6400 = 757 \text{ pies} \end{aligned}$$

### 3) CALCULO DE IP

$$\text{IP} = \frac{1000}{2720 - 1280} = 0.69 \text{ bl/dia/lb/pg}^2$$

$$\text{Como } \text{IP} > 0.5 \text{ bl/dia/lb/pg}^2$$

Se trata de una instalación de bombeo neumático continuo según Tabla V. "A".

### 4) CALCULO DE ND.

$$\text{ND} = \frac{1280}{0.38} - 6400 = 3031 \text{ pies}$$

### 5) CALCULO Pvo @ 6400 pies

$$\text{Pvo} = \text{Pso} + \Delta P$$

$$\Delta P = 0.25 \left( \frac{6400}{100} \right) \left( \frac{853.2}{100} \right) = 136.512 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{Pvo}_{@6400'} = 853.2 + 136.512 = 989.712 \text{ lb/pg}^2$$

## 6) CALCULO GRADIENTE GEOTERMICO

Con  $q_0 = 1,000$  bl/día y un gradiente de temperatura de Flujo = 1.42 entramos a la gráfica V.3

$$\text{Grad} = \frac{1.15^\circ\text{F}}{100 \text{ pies}}$$

$$T @ 6400' = \frac{1.15 \times 6400}{100} + 77 = 150.6^\circ\text{F}$$

CALCULO DE Pvo Con la  $g = 0.65$  (aire = 1.0) y la gráfica V.4 se obtiene la P

VALVULA No. 1

$$\bar{T}_{\text{graf}} = \frac{100^\circ\text{F} + [70 + (1.6 \times \frac{2200}{100})]}{2} = 102.6^\circ\text{F}$$

$$T_{\text{real}} = \frac{77 + 103.5^*}{2} = 90.25^\circ\text{F}$$

$$\Delta P = 21.1 \times \left( \frac{102.6}{90.25} + \frac{460}{460} \right) = 21.1 \times \left( \frac{562.6}{550.25} \right) =$$

$$\Delta P = \frac{21.57 \times 2200}{1000} = 47.45 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{\text{vo}} = 940 + 47.45 \text{ lb/pg}^2 = 987.45 \text{ lb/pg}^2$$

$$c_t = \frac{P_d @ 60^\circ\text{F}}{P_{\text{vo}} @ 103.5^\circ\text{F}} \quad c_t = 0.9145 \text{ (TABLA "B")}$$

$$P_d @ 60^\circ\text{F} = (0.9145) (987.45) = \underline{\underline{903.02}} \text{ lb/pg}^2$$

\* Temperatura de flujo, obtenido del diseño gráfico fig. V.I.C.

$$P_{tro} = \frac{Pd @ 80^{\circ}F}{1-R} \quad \text{son } 26.66^{\circ}C \quad (\text{Temp. Prom. Tab})$$

$$R = 0.104$$

$$P_{tro} = \frac{875}{1 - 0.104} = \underline{976.56} \quad \text{lb/pg}^2$$

VALVULA No. 2

$$\bar{T}_{graf} = \frac{100 + [70 + \frac{(1.6 \times \frac{3775}{100})}{2}]}{2} = 115.2^{\circ}F = 575.2^{\circ}R$$

$$T_{real} = \frac{77 + 120}{2} = 98.5^{\circ}F = 558.5^{\circ}R$$

$$\Delta P = 21.5 \times \left( \frac{575.2}{558.5} \right) \times 3.775 = 83.58 \quad \text{lb/pg}^2$$

$$P_{vo} = 914 + 83.58 = 997.58 \quad \text{lb/pg}^2$$

$$Pd @ 60^{\circ}F = (0.886)(997.58) = 883.85 \quad \text{lb/pg}^2$$

$$P_{tro} @ 80^{\circ}F = \frac{810}{1-0.104} = 870.53 \quad \text{lb/pg}^2$$

VALVULA No. 3

$$\bar{T}_{graf} = \frac{100 + [70 + \frac{(1.6 \times \frac{4725}{100})}{2}]}{2} = 122.80^{\circ}F = 582.8^{\circ}R$$

$$T_{real} = \frac{77 + 131}{2} = 104^{\circ}F = 564^{\circ}R$$

$$\Delta P = 20.8 \times \frac{582.8}{564} (4.725) = 101.55 \quad \text{lb/pg}^2$$

$$P_{vo} = 888 + 101.55 = 989.55 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_d @ 60^\circ\text{F} = (0.868)(989.55) = 858.92 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{tro} @ 80^\circ\text{F} = \frac{812}{1-0.104} = 906.25 \text{ lb/pg}^2$$

VALVULA No. 4

$$\bar{t}_{\text{graf}} = \frac{100 + \left[ 70 + \left( 1.6 \times \frac{5300}{100} \right) \right]}{2} = 127.4^\circ\text{F} = 587.4^\circ\text{R}$$

$$T_{\text{real}} = \frac{77 + 137.5}{2} = 107.25^\circ\text{F} = 567.25^\circ\text{R}$$

$$\Delta P = 20.1 \left( \frac{587.4}{567.25} \right) (5.3) = 110.31 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{vo} = 862 + 110.31 = 972.31 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_d @ 60^\circ\text{F} = (0.857)(972.31) = 833.26 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{tro} @ 80^\circ\text{F} = \frac{745}{1-0.104} = 831.47 \text{ lb/pg}^2$$

VALVULA No. 5

$$\bar{t}_{\text{graf}} = \frac{100 + \left[ 70 + \left( 1.6 \times \frac{5575}{100} \right) \right]}{2} = 129.6^\circ\text{F} = 589.6^\circ\text{R}$$

$$T_{\text{real}} = \frac{77 + 140.5}{2} = 108.75^\circ\text{F} = 568.75^\circ\text{R}$$

$$\Delta P = 19.5 \left( \frac{589.6}{568.75} \right) (5.575) = 112.69 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{vo} = 836 + 112.69 = 948.69 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{d@60^\circ F} = (0.8525)(948.69) = 808.76 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{tro@80^\circ F} = \frac{720}{1-0.104} = 803.57 \text{ lb/pg}^2$$

#### CALCULO DE VOL. DE GAS DE INYECCION REQUERIDO

$$V_{gir} = (RGLT) (q_0)$$

$$= (850)(1000(\text{pie}^3/\text{bl})(\text{bl}/\text{día}))$$

$$= 850000 \text{ pie}^3/\text{día}$$

Finalmente los valores tanto calculados como los obtenidos del diseño grafico se vacian en la siguiente tabla ("C")



TABLA "C"

VALVULA No.	PROFUNDIDAD (PIES)	TEMPERATURA °F	PRESION SUP. Pso (1b/pg <sup>2</sup> )	PRESION APERT. Pvo (1b/pg <sup>2</sup> )	Pd 60°F (1b/pg <sup>2</sup> )	Pd 80°F (1b/pg <sup>2</sup> )	Ptro (1b/pg <sup>2</sup> )
1	2200	103.5	940	987.45	903.02	875	976.56
2	3775	120	914	997.58	883.85	810	904.01
3	4725	131	888	989.55	858.92	807	900.66
4	5300	137.5	862	972.31	833.26	745	831.47
5	5575	140.5	836	948.69	808.76	720	803.57

-115-

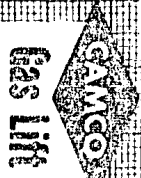
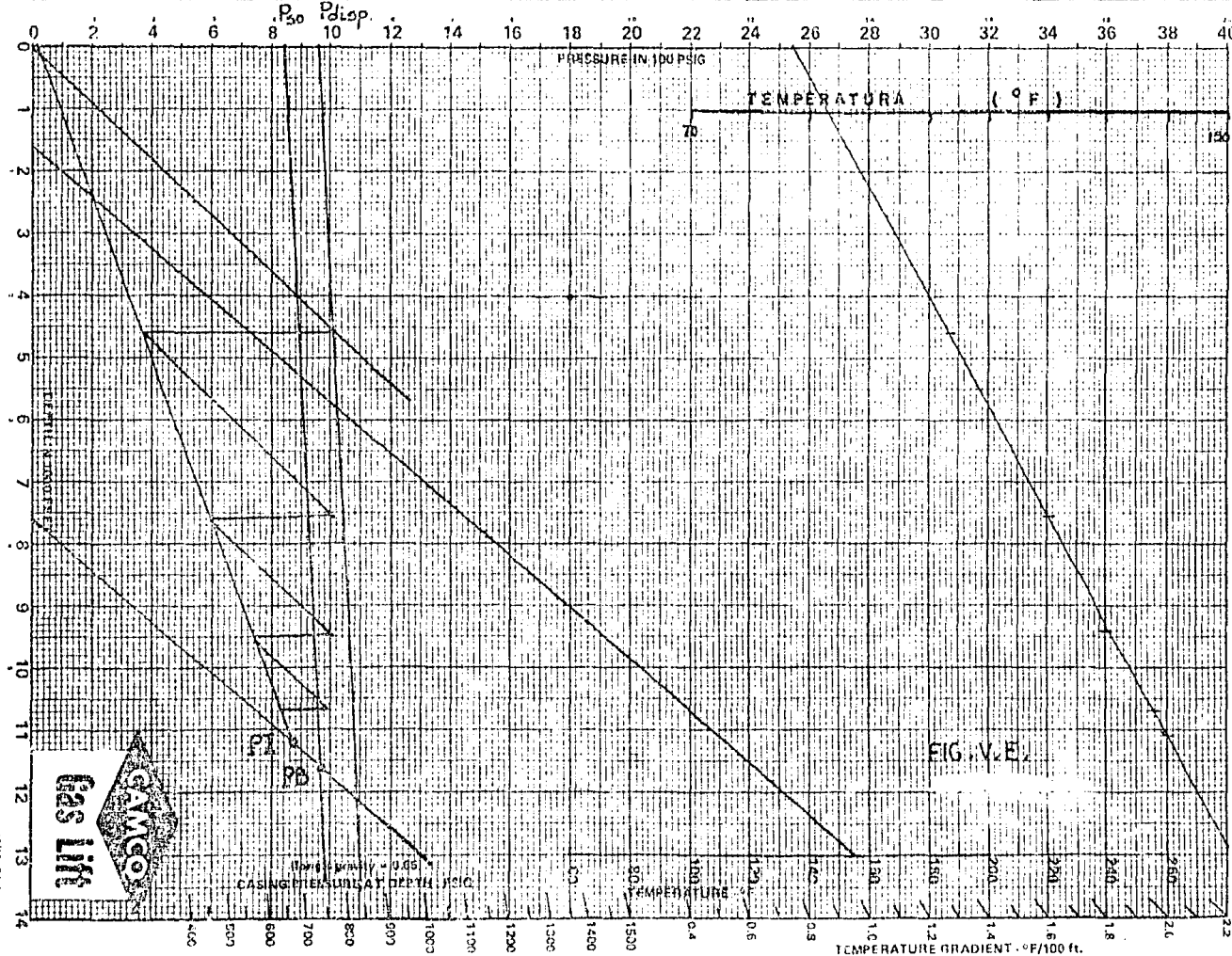
Resultados del diseño gráfico espaciamento y calibración de válvulas del pozo Cunduacán No. 33, con válvulas balanceadas CAMCO J-20, 5/16"

COMPANY PENEX

LEASE

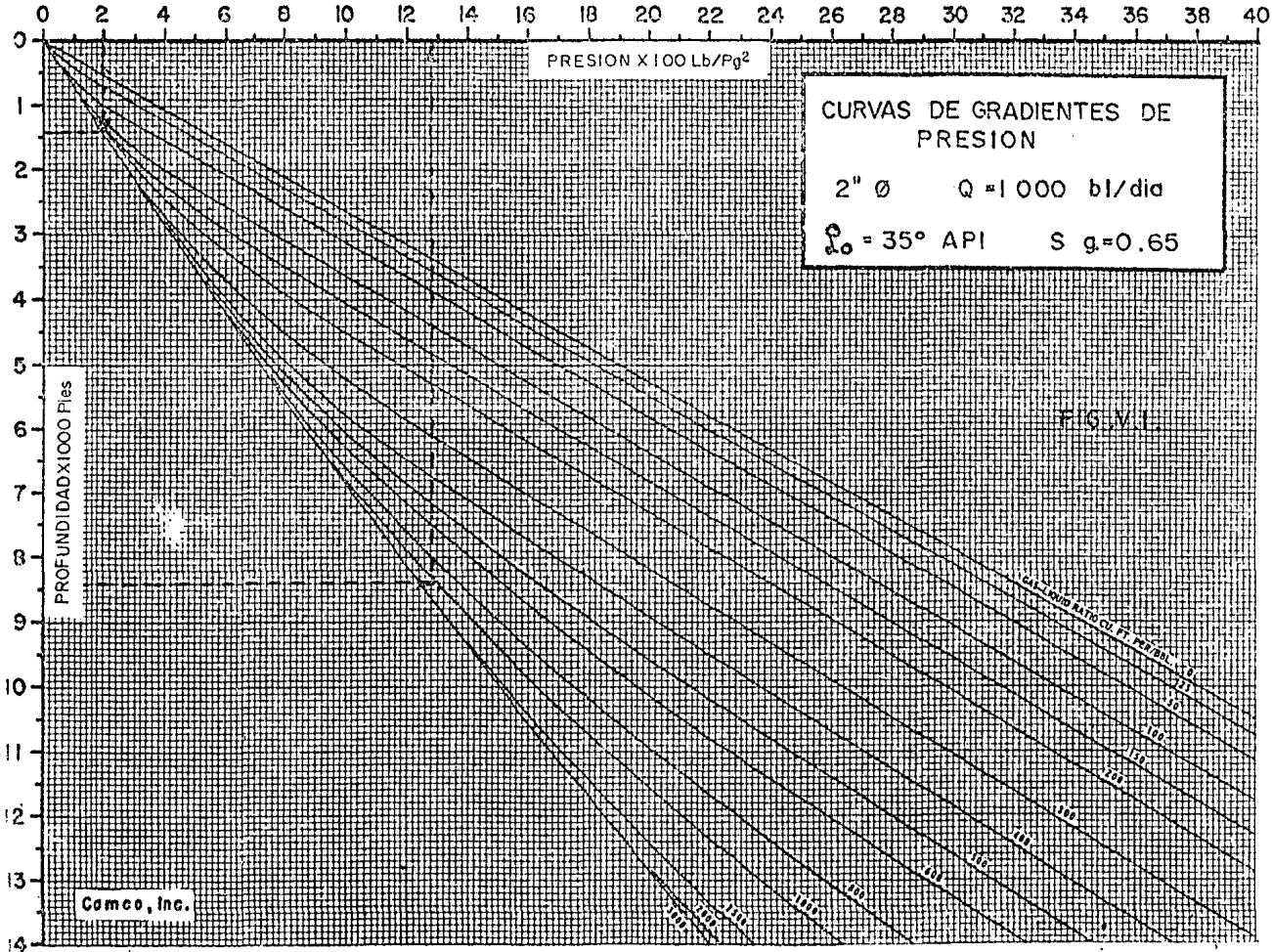
FIELD CUNDUACANWELL # 33 DATE

DESIGNED BY E. A. H.



10/23/52

*Prof = 1280 Pies*

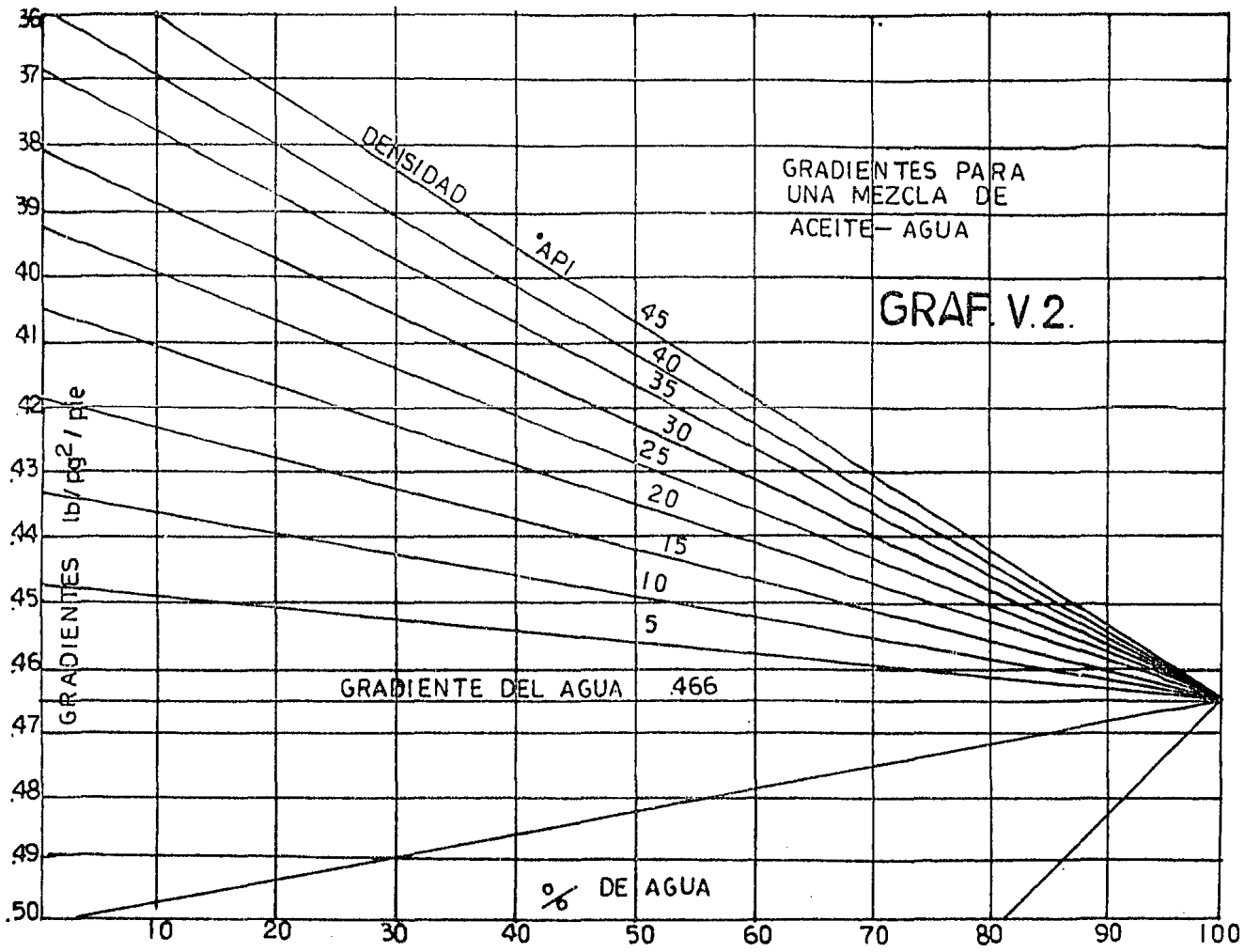


CURVAS DE GRADIENTES DE PRESION

2" Ø Q = 1 000 bbl/dia

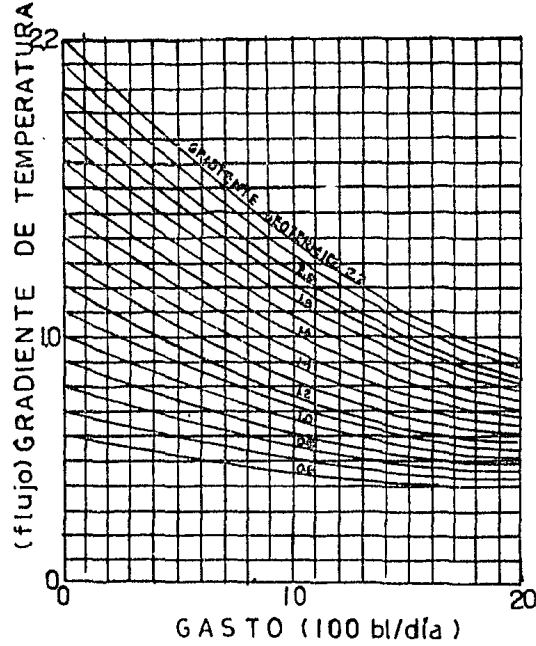
$\rho_o = 35^\circ$  API S g = 0.65

FIG. V.1



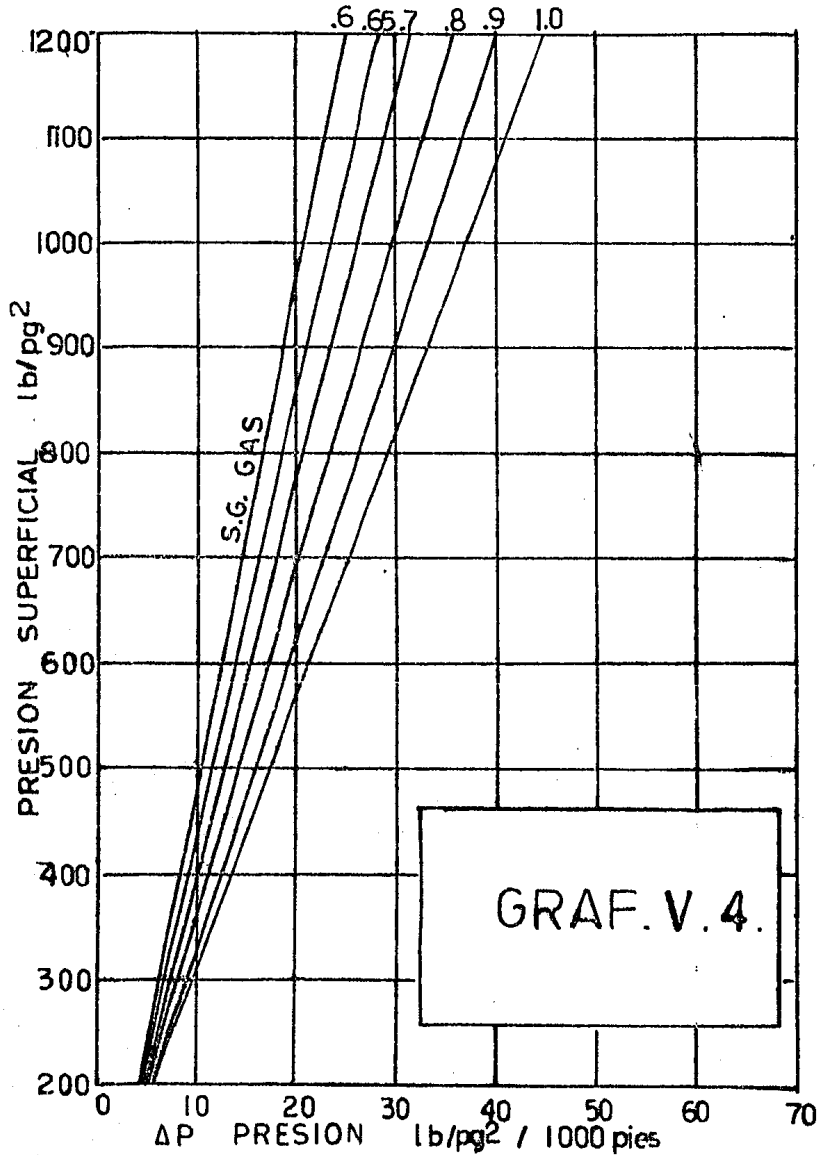
% DE AGUA	API 45	API 40	API 35	API 30	API 25	API 20	API 15	API 10	API 5	Water Gradient
0	36.0	37.0	38.0	39.0	40.0	41.0	42.0	43.0	44.0	46.6
10	36.5	37.5	38.5	39.5	40.5	41.5	42.5	43.5	44.5	46.6
20	37.0	38.0	39.0	40.0	41.0	42.0	43.0	44.0	45.0	46.6
30	37.5	38.5	39.5	40.5	41.5	42.5	43.5	44.5	45.5	46.6
40	38.0	39.0	40.0	41.0	42.0	43.0	44.0	45.0	46.0	46.6
50	38.5	39.5	40.5	41.5	42.5	43.5	44.5	45.5	46.5	46.6
60	39.0	40.0	41.0	42.0	43.0	44.0	45.0	46.0	46.5	46.6
70	39.5	40.5	41.5	42.5	43.5	44.5	45.5	46.5	46.5	46.6
80	40.0	41.0	42.0	43.0	44.0	45.0	46.0	46.5	46.5	46.6
90	40.5	41.5	42.5	43.5	44.5	45.5	46.5	46.5	46.5	46.6
100	41.0	42.0	43.0	44.0	45.0	46.0	46.5	46.5	46.5	46.6

CALCULO DEL GRADIENTE GEOTERMICO



GRAF. V.3.

CALCULO DE LA  $\Delta P$



GRAF. V. 4.

S.G. GAS

TABLA B. FACTOR DE CORRECCION POR TEMPERATURA

E	Ct	F	Ct	F	Ct	F	Ct	F	Ct	F	Ct
61	.998	101	.919	141	.852	181	.794	221	.743	261	.698
62	.996	102	.917	142	.850	182	.792	222	.742	262	.697
63	.994	103	.915	143	.849	183	.791	223	.740	262	.696
64	.991	104	.914	144	.847	184	.790	224	.739	264	.695
65	.989	105	.912	145	.845	185	.788	225	.738	265	.694
66	.987	106	.910	146	.844	186	.787	222	.737	266	.693
67	.985	107	.908	147	.842	187	.786	227	.736	267	.692
68	.983	108	.906	148	.841	188	.784	228	.735	268	.691
69	.981	109	.905	149	.838	189	.783	229	.733	269	.690
70	.979	110	.903	150	.837	190	.782	230	.732	270	.689
71	.977	111	.901	151	.836	191	.780	231	.731	271	.688
72	.975	112	.899	152	.835	192	.779	232	.730	272	.687
73	.973	113	.898	153	.833	193	.778	233	.729	273	.686
74	.971	114	.896	154	.832	194	.776	234	.728	274	.685
75	.969	115	.894	155	.830	195	.775	235	.727	275	.684
76	.967	116	.893	156	.829	196	.774	236	.725	276	.683
77	.965	117	.891	157	.827	197	.772	237	.724	277	.682
78	.963	118	.889	158	.826	198	.771	238	.723	278	.681
79	.961	119	.887	159	.825	199	.770	239	.722	279	.680
80	.959	120	.886	160	.823	200	.769	240	.721	280	.679
81	.957	121	.884	161	.822	201	.767	241	.720	281	.678
82	.955	122	.882	162	.820	202	.766	242	.719	282	.677
83	.953	123	.881	163	.819	203	.765	243	.718	283	.676
84	.951	124	.879	164	.817	204	.764	244	.717	284	.675
85	.949	125	.877	165	.816	205	.762	245	.715	285	.674
86	.947	126	.876	166	.814	206	.761	246	.714	286	.673
87	.945	127	.874	167	.813	207	.760	247	.713	287	.672
88	.943	127	.872	168	.812	208	.759	248	.712	288	.671
89	.941	129	.871	169	.810	209	.757	249	.711	289	.670
90	.939	130	.869	170	.809	210	.756	250	.710	290	.669
91	.938	131	.868	171	.807	211	.755	251	.709	291	.668
92	.936	132	.866	172	.806	212	.754	252	.708	292	.667
93	.934	133	.864	173	.805	213	.752	253	.707	293	.666
94	.932	134	.863	174	.803	214	.751	254	.706	294	.665
95	.930	135	.861	175	.802	116	.750	255	.705	295	.664
96	.928	136	.860	176	.800	216	.749	256	.704	296	.663
97	.926	137	.858	177	.799	217	.748	257	.704	297	.662
98	.924	139	.856	178	.797	218	.746	258	.701	298	.662
99	.923	139	.855	179	.796	219	.745	259	.700	299	.661
100	.921	140	.853	180	.795	220	.744	260	.699	300	.660

$$C_t = \frac{Pd @ 60^{\circ}F}{Pd @ T.VALV.}$$

Analizando ahora el diseño "original" (que se elabora en la sección de tecnología) del pozo Conduacan No.50.

Pozo Conduacán 50 - Válvulas J - 20; 1/4" Ø de asiento, TP<sub>3</sub> 1/2"  
Mandriles B - 3 1/2" - EU - 8HRR - N- 80

#### DATOS

$$P.I = 4375 \text{ m} = 14350 \text{ pies.}$$

$$\text{Disparos} = 4348 - 4307 \text{ m}; \text{ PMD} = 4328 \text{ m} = 14,195 \text{ pies}$$

$$\text{Camisa} = 4150 \text{ m.}$$

$$\text{Prof. max. de operación} = 4140 \text{ m} = 13580 \text{ m.}$$

$$\text{Nivel estático} = 700 \text{ m} = 2296 \text{ pies.}$$

$$P_f @ \text{PMD} = 285.7 \text{ Kg/cm}^2 =$$

$$P_f @ 4328_m = 285.7 \text{ kg/cm}^2;$$

$$G_s = \frac{P_f}{\text{PMD-NE}} = \frac{285.7}{4328-700} = 0.0787 \text{ kg/cm}^2/\text{m} = 0.342 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$$

$$\text{Presión a 4140 m} = 270.8 \text{ kg/cm}^2 = 3850 \text{ lb/pg}^2$$

$$C_{\text{PMD}} = 150 + (1.5 * 2.2 * 14.195) = 197 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{D\text{PMD}} = 1000 + (10 * 2.2 * 14.195) = 1312 \text{ lb/pg}^2$$

$$A_p = \frac{14195 + 2296}{2} = 8246 \text{ pies.}$$



$$PM = 12000 \text{ pies}; CM = 1280 \text{ lb/pg}^2$$

$$CMM = \frac{1280}{1.3} = 985 \text{ lb/pg}^2$$

$$CLI = 985 - 197 = 788 \text{ lb/pg}^2$$

$$R = 0.07 * 12 = 0.84$$

$$R^i = 1.00 - 0.84 = 0.16$$

$$CLF = 788 * 0.16 = 126 \text{ lb/pg}^2$$

$$CT = 126 + 150 = 276 \text{ lb/pg}^2$$

$$G_{pc} = 900 + (9 * 2.2 * 12) = 1138 \text{ lb/pg}^2$$

Aplicando un índice de productividad de 204 bl/día/lb/pg<sup>4</sup> para los gastos de 500, 1000, 1500, 2000 y 2500 bl/día se obtiene -- la pff con una pfc = 3850 lb/pg<sup>2</sup>, gas de iny. 2 000 000 pie<sup>3</sup>/día

GASTO (bl/día)	P <sub>fc</sub> (lb/pg <sup>2</sup> )	P <sub>ff</sub> (lb/pg <sup>2</sup> )	RGA (pie <sup>3</sup> /bl)
500	3850	3605	4000
1000	3850	3360	2000
1500	3850	3115	1333
2000	3850	2870	1000
2500	3850	2625	800

De las curvas de gradiente de flujo para gastos de 1000, 2000 y 2500 bl/día, TP, de 3", tiende 190°F, para 50% de H<sub>2</sub>O y 50% de aceite; obtenemos las curvas de gradiente.

$$T_{cp} = 30^{\circ}\text{C} = 86^{\circ}\text{F}$$

$$T_f = 114^{\circ}\text{C} = 237^{\circ}\text{F} \text{ a } 14195 \text{ pies}$$

$$\text{Gradiente geotermico} = \frac{237 - 86}{14195} = 0.0106 = 1.06^{\circ}\text{F}/100 \text{ pies}$$

$$T_{em} @ 13580 = 230^{\circ}\text{F}$$

$$\text{Gradiente Geotermico fluyente} = 0.58^{\circ}\text{F}/100 \text{ pies}$$

$$T = 135.80 * 0.58 = 79^{\circ}\text{F} \therefore 230 - 79 = 151^{\circ}\text{F}$$

Del mismo modo estos valores se registran y se ajustan como se muestran en las siguientes tablas (D, E, F y G,)

No. Valvula	PRESION SUPERFICIAL DE CIERRE	PROFUNDIDAD	$\Delta P$ EJERCIDA POR LA COL. GAS	Pc @ L	
1	830	9500	$24 * 9.5 = 228$	1058	197 (0.772)
2	850	8900	$24.5 * 8.9 = 218$	1068	190 (.782)
3	870	8300	$25 * 8.3 = 208$	1078	182 (.792)
4	890	7740	$25.5 * 7.74 = 197$	1087	176 (.800)
5	900	6900	$26 * 6.9 = 179$	1079	166 (.814)
6	910	5700	$26 * 5.7 = 148$	1058	151 (.830)
7	920	4150	$26.5 * 4.15 = 110$	1030	133 (.864)
8	930	2200	$26.5 * 2.2 = 58$	988	109 (.905)

TABLA D. Cunduacan No. 50 Válvulas J-20 1/4" en TP 3 1/2"

Pc @ 60 °F  
(En el Taller)

Pap.@ 60 °F  
(En el Taller)

Pap. Ajustada

817

876

875

835

895

895

854

915

915

870

933

930

878

941

940

884

948

950

890

954

955

894

958

960

TABLA E

10 DE ABRIL DE 1984

Finalmente se registra lo siguiente:

VALV No.	PROF (m)	Ptro@ 60°F 1b/pg <sup>2</sup>
1	2896	845
2	2714	850
3	2531	855
4	2360	860
5	2104	865
6	1738	870
7	1265	875
8	671	880

-127-

TABLA F

Posteriormente para el día 29 de mayo 1984 se cambió la Ptro @ 60°F

VALV No.	lb/pg <sup>2</sup>
1	860
2	890
3	910
4	930
5	945
6	960
7	970
8	975

TABLA G

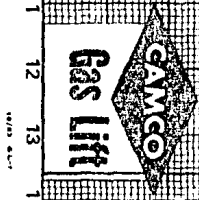
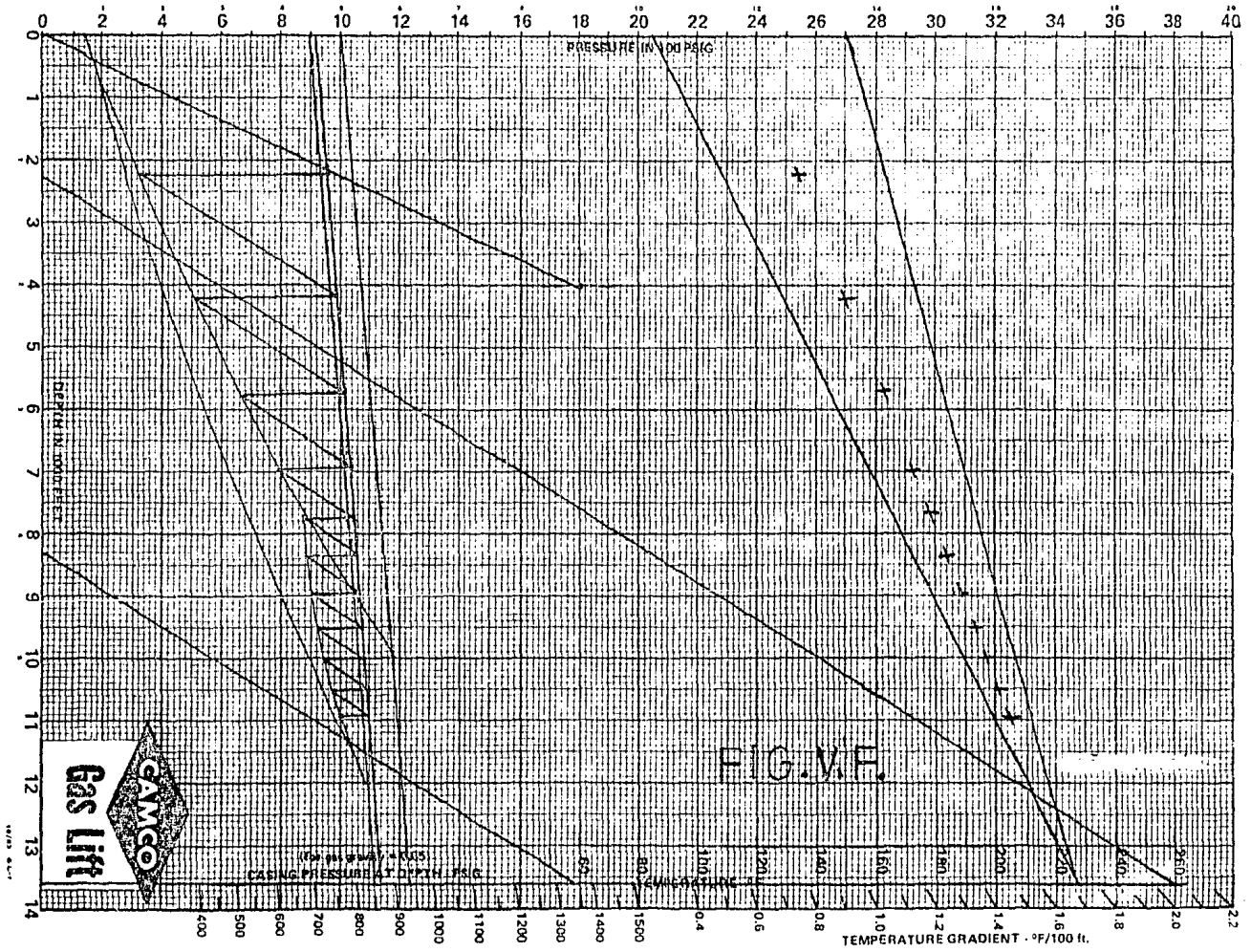


FIG. V.F.

ESTADO MECANICO DEL POZO  
 CUNDUACAN No.50

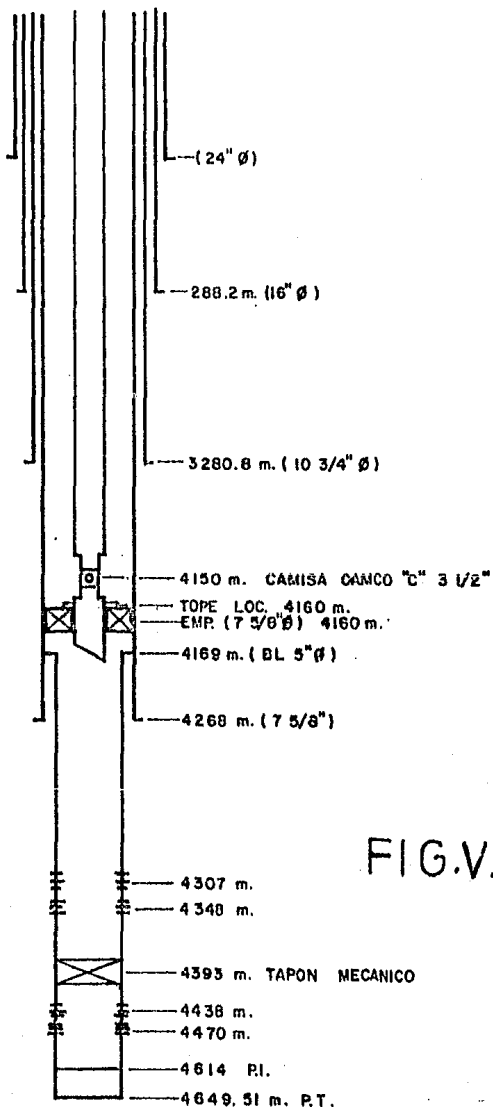


FIG.V.G.



De acuerdo al diseño del pozo Cunduacan no. 50 se observa que hay variables que se desconocen, se hace necesario -mencionar la nomenclatura utilizada para la interpretación de este diseño.

TERMINO NOMENCLATURA	DESCRIPCION
EU-BHRR-N-80	El tipo de mandril utilizado
PI	Profundidad interior
Pf @ PMD	Presión de fondo medida a la <u>profundidad</u> media de los disparos.
GS	Gradiente estático
NE	Nivel estático
Pfc	Presión de fondo cerrado
Pff	Presión de fondo fluyendo
Cpmd	Caida de presión a la <u>profundidad</u> media de los disparos debida a la columna de gas).
PD <sub>pmd</sub>	Presión de domo de la válvula a la <u>profundidad</u> media de los disparos.
Ap	Profundidad del punto de <u>inyección</u>
PM	Profundidad de diseño
CM	presión a la <u>profundidad</u> de diseño.

CMM	Presión a la profundidad de diseño.
CLI	Presión en la superficie
R'	Constante de la relación de diámetros.
CLF	Caída de presión en el fondo
CT	Constante por temperatura
Gpc	Gradiente a pozo cerrado
Tcp	Temperatura a boca del pozo
Tf	Temperatura de fondo
Tem	Temperatura
Pc@l	Presión de cierre medido a la profundidad de la válvula
Pc@60°F	Presión en taller
Pap@60°F	Presión de apertura
Pap	Presión de apertura

Siguiendo el mismo procedimiento de diseño del pozo --  
Cunduacán No. 33, obtenemos los siguientes resultados para el -  
pozo Cunduacán No. 50 a partir de los siguientes datos:

- El nivel de aceite registrado con un acometro para -  
el 1o. de marzo de 1984 fue de:608 m.

- De un registro de presiones de fondo se registro un-  
nivel = 3083 m. en Noviembre de 1985.

- De acuerdo al estado mecánico actual del pozo (Fig.-  
V.G.) la profundidad de diseño = 4140m = 13580 m.

-  $P_{ws} = 180.7 \text{ Kg/cm}^2 = 2569 \text{ lb/pg}^2$

-  $P_{wf} = 102.5 \text{ Kg/cm}^2 = 1457 \text{ lb/pg}^2$

- % agua = 12

-  $RGA = 695 \text{ pie}^3/\text{bl}$

- TP 3 1/2"  $\phi$

- como IPR =  $0.71 \frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pg}^2}$  (VOGEL)

∴ IPR =  $0.5 \frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pg}^2}$

Según TABLA V "A" se trata de una instalación de bombeo  
neumático continuo.

Finalmente se obtienen los siguientes resultados (TABLA V.H)

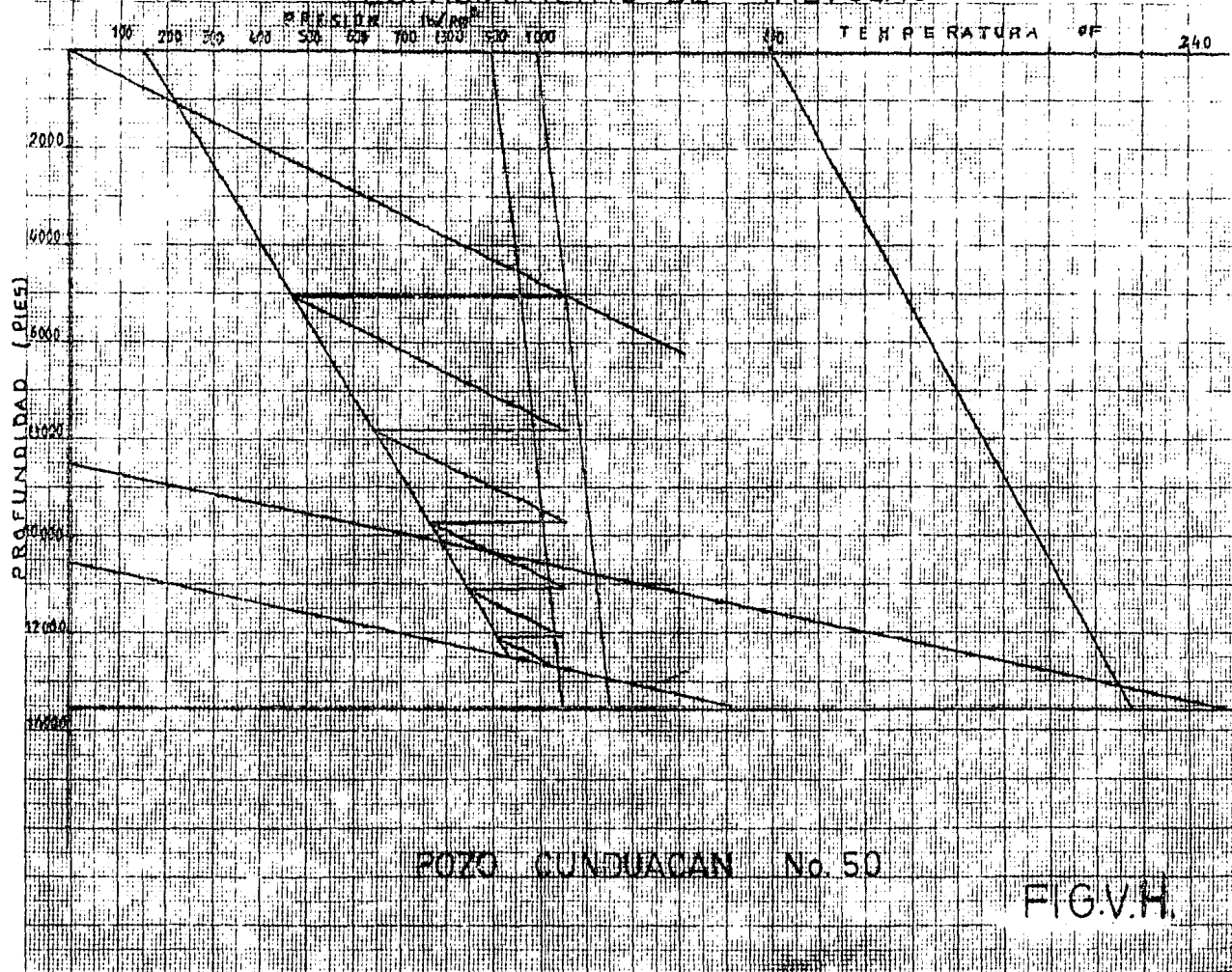
VALV. No.	PROF (PIES)	TEMP (°F)	P <sub>so</sub> (lb/pg <sup>2</sup> )	P <sub>vo</sub> (lb/pg <sup>2</sup> )	Pd@ 60°F	Pd@ 80°F	P <sub>tro</sub> (lb/pg <sup>2</sup> )	P <sub>tro</sub> AJUSTADO
1	5000	137	975	987.1	846.9	760.2	814.7	800
2	7800	168	950	968.5	786.4	652.2	699.0	680
3	9750	190	925	947.5	740.9	601.2	644.3	628
4	11100	208	900	924.9	701.9	550.0	589.4	572
5	12100	220	875	901.4	670.6	515.2	552.1	535
6	12750	228*	850	877.09	644.6	489.5	524.6	505

-135-

\* Este valor se obtiene de la fig. V:H

Tabla V.H. Resultados del diseño, de espaciamento y calibración de válvulas para el pozo Cundúa can No. 50.

# ESPACIAMIENTO DE VALVULAS



## VI. EVALUACION DE LOS RESULTADOS

## VI. EVALUACION DE LOS RESULTADOS

De los pozos Cunduacan No. 33 y 50 anteriormente analizados se tiene que para el Cunduacán No. 33 (se instalaron válvulas J-20 Camco de 5/16"Ø de asiento) de acuerdo al diseño de la sección de tecnología se obtuvieron los siguientes resultados:

VALV. No.	PROFUNDIDAD (m)	Ptro@60°F (lb/pg <sup>2</sup> )
1	732	950
2	1220	925
3	1616	910
4	1921	910

Si siguiendo el procedimiento de diseño de K.E. Brown se obtuvo lo siguiente:

VALV. NO.	PROFUNDIDAD (m)	Ptro 80 °F (lb/pg <sup>2</sup> )
1	670	976
2	1150	904
3	1440	900
4	1615	831
5	1699	803

Evaluando lo anterior se difiere con una válvula, esto fue por las consideraciones hechas en los diseños, tales como -



las presiones que son de gran interés para el diseño, por otra parte, si observamos los valores de la Ptro unos son 60°F y - otros a 80°F\*, hay que tomar en consideración que las válvulas son sensibles tanto a la presión como la temperatura.

Del pozo Cunduacán No. 50

Que opera actualmente con el sistema de B.N. del diseño original registran los siguientes resultados.

Valvulas Instaladas J-20 CAMCO de 1/4 Ø Asiento.

VALV No.	PROFUNDIDAD (m)	Ptro @ 60°F (lb/pg <sup>2</sup> )	
1	2896	860	
2	2714	890	
3	2531	910	
4	2360	930	% W = 12
5	2104	945	
6	1738	960	
7	1265	970	
8	671	975	

Se hizo un estudio de este pozo tanto para disminuir el % agua y aumentar el gasto utilizando las mismas válvulas.

\* Temperatura que más se aproxima al ambiente del Campo Cunduacán.

Aplicando el mismo procedimiento de diseño (K.E. Brown) se obtienen los siguientes resultados, para el pozo Cunduacán - No. 50.

Valv. No.	PROFUNDIDAD (m)	Ptro 20°F (lb/pg <sup>2</sup> )
1	1524	800
2	2378	680
3	2972	628
4	3384	572
5	3689	535
6	3887	505

Con válvulas J-20 1/4 "Ø asiento Camco, vemos que fue menor el número de válvulas y esto es debido a que los niveles\* han cambiado considerablemente como se cito en el comportamiento secundario del Yacimiento Cunduacán del primer capítulo.

\* Los niveles, se refieren a los contactos gas-aceite y aceite agua en el yacimiento han cambiado considerablemente en un corto tiempo.

## VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES

Ya se vió en los capítulos anteriores que la aplicación del bombeo neumático hablando en términos generales, consiste en suministrar energía al fluido por extraer, mediante gas comprimido que se hace pasar del espacio anular a la tubería de producción en forma continua.

Así se concluye que:

a) Debido a la inyección de gas amargo a los pozos Cunduacán Nos. 24, 40, 41, 42, 43 y 50 con el sistema de bombeo neumático se presentaron severos problemas en el pozo, tales como, - desprendimiento de los aparejos de producción, daños en las tuberías de revestimiento a tal grado que se originaron fisuras y -- por consiguiente canalizaciones a través de la cementación de la TR..

b) No se tiene la Red de B.N. en forma de un anillo por lo cual se presentaron problemas de condensado en las partes más lejanas.

c) Por falta de estudios topográficos de terreno del -- campo., Cunduacán para el tendido de líneas de inyección, se li-

mitaron unicamente a efectuarse con los planos de caminos de acceso de los pozos.

d) Debido, a la falta de información del yacimiento junto con valores "reales", de la vida productividad del pozo al -- que se instalaría el sistema de Bombeo Neumático continuo, se obtuvieron diseños que en algun momento no se ajustaron a las características "reales" que presentaba el pozo, por lo que se -- agravaron los problemas, teniendo como consecuencia pozos invadidos con agua o bien pozos que aportaban mismo gas de inyección ("pazo de gas en claro").

e) Se desconoce la importancia que tiene el índice de - productividad por consiguiente al suponerse este valor, en el diseño no se tendrá la seguridad de que el pozo con el sistema de B.N. funcione.

f) Por falta de material disponible para la implantación del Bombeo Neumático Intermitente y de una variedad de válvulas se limita unicamente a trabajar con lo existente.

## RECOMENDACIONES

Dados los puntos anteriores, nuevamente se insiste en que:

La inyección de gas como método artificial de explotación de los pozos petroleros se ha venido aplicando con buenos resultados económicos en nuestro país.

El bajo costo relativo que representa la instalación del equipo para la inyección de gas en comparación con instalaciones hechas para otros sistemas artificiales de explotación, así como el bajo costo de mantenimiento y pocos problemas operativos en este sistema, hacen de él un método conveniente para continuar la explotación de hidrocarburos en el campo Cunduacán.

Por otra parte ya se vio en el punto anterior que la aplicación del bombeo neumático hablando en términos generales, consiste en suministrar energía al fluido por extraer, mediante gas comprimido que se hace pasar del espacio anular a la tubería de producción en forma continua dependiendo de las características del pozo, se recomienda que:

En el bombeo neumático flujo continuo puede incrementarse la producción de 50% a un 100%, así como disminuir hasta en un 50% su RGA, esto puede ser logrado si se respetan los siguientes puntos.

1°. Eligiendo correctamente el tipo de flujo más adecuado para la instalación.

2°. Mejorando los diseños de bombeo neumático, para tener los espaciamientos y calibraciones adecuadas.

3°. Seleccionar el diámetro adecuado de asiento de la válvula para dicho sistema.

4°. Las tuberías de producción, revestimiento y transporte deben estar acordes a las presiones de operación necesarias para la operación de los pozos, la cual puede no tenerse y ser un impedimento para la implantación del sistema.

5°. Si no se puede tener un circuito cerrado de manejo de gas, no se recomienda este sistema, tanto por la pérdida de gas como de energía.

Por otra parte tratar de formar un anillo de B.N. o RED de B.N. que abastece de gas de inyección a los pozos.

Para esto se recomienda tener la siguiente información:

- a) Número de pozos que operan con este sistema
- b) Producción esperada por pozo

- c) Volumen de gas de inyección requerido por pozo.
- d) Presión de inyección necesaria.
- e) Volumen total de gas requerido para el sistema.
- f) Tener conocimiento del comportamiento aproximado a futuro del yacimiento.
- g) Establecer el circuito cerrado para el aprovechamiento total del gas comprimido.
- h) Hacer un estudio de la topografía del campo con el objeto de realizar el tendido de las líneas de inyección.

Por esto se recomienda verificar a red de BN de pérdidas por presión además de cumplir el inciso (g) para la instalación de válvulas de bloqueo con el fin de evitar una suspensión total o cierre del sistema debido a roturas en cualesquiera de sus partes.

Para el pozo se necesita lo siguiente:



## INFORMACION

## FUENTE

- Tipo de instalación	Expediente pozo
- Diámetros tuberías	Expediente pozo.
- Producción bruta del pozo por día	Reporte de medición
- Porcentaje de agua producida	Análisis de laboratorio
- Producción de gas por día	Reporte de medición
- Presión en boca pozo	Secc. Operación
- Nivel de aceite	Registro ecometro o amerada
- Pws	Reg. presiones fondo
- Pwf	Reg. presiones fondo
- Pso	Manómetro

Como se ha visto la declinación de la producción de este campo es de considerable importancia, como anteriormente, el sistema de Recuperación Secundaria y la implantación del Bombeo Neumático han hecho que se tengan factores de recuperación relativamente favorables, independientemente del ritmo de explotación tan acelerado.

## NOMENCLATURA

A	AREA ( $\text{Km}^2$ )
BPD	bl/día
CBN	Convertido a bombeo neumático
CS	Condiciones standar ó base
D	Diametro (pg)
EA	Espacio anular
ec.	Ecuación
h	espesor (pies)
J	Indice de productividad ( $\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pg}^2}$ )
K	Permeabilidad (milidarcys)
L	Longitud (m, pies)
m	masa (gr)
M	peso molecular (gr/gr mol)
n	número de moles
ND	nivel dinámico
NE	nivel estático
P	presión ( $\text{lb/pg}^2$ )
PI	profundidad interior
q	gasto ( $\text{m}^3/\text{día}$ , bl/día)
RGA	Relación gas-aceite ( $\text{m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o}$ )
Rep.	reparación
Rot.	rotura
r	radio
S	Diametro del estrangulador, 1/64"
S	Saturación
T	temperatura
TP	Tubería de producción
TR	Tubería de revestimiento
$\beta$	Factor de volumen (adimencional)
$\rho$	Densidad (gr/cc, lb/pies <sup>3</sup> )

$\mu$

$\gamma$

@

BNC

BNI

Viscosidad (cp)

Densidad relativa (adimensional)

Medido a

Bombeo neumático continuo

Bombeo neumático intermitente

### SUBINDICES

b

de saturación

d

de domo

e

de drene

g

del gas

i

inicial

o

del aceite

or

del aceite residual

so

superficial de operación

th

boca del pozo

tro

en el taller

vo

apertura de la válvula

w

del agua

$w_i$

del agua inicial

wf

de fondo fluyendo

ws

de fondo estático

y

del yacimiento

## BIBLIOGRAFIA

- MANUAL:** Camco Gas lift  
Herald W. Winkler  
Sidney S. Smith  
Camco, Incorporated, 1962
- LIBRO:** The technology of artificial lift  
Methods (Volume 2a)  
Kermit E. Brown, 1980
- NOTAS DE:** Producción de pozos I  
**CLASE** M. en I Jose A. Gómez C.  
UNAM F.I., 1983
- APUNTES:** Terminación de pozos  
Ing. Francisco Garaicochea P.  
Ing. Miguel A. Benitez H.  
UNAM F.I. 1983
- APUNTES:** Principios de mecánica de yacimientos  
M. en I Rafael Rodriguez N.  
UNAM F.I. 1984
- DATOS:** Anteproyecto de BN  
Ing. Juan C. Aguilar H.  
Depto. de Producción, 1983
- MANUAL:** B.N. de Pozos Petroleros  
Depto. de Producción  
Distrito de Pozarica, Ver., 1970

TESIS:           Aplicación del BN a pozos  
                  Petroleros y Diseño de los Aparejos  
                  de Gas LIFT en el Distrito de Agua Dulce  
                  Ver.  
                  Noe Martínez Martínez  
                  IPN, 1982

DATOS:           Expedientes del Depto. de Ingría de  
                  Producción Distrito Villahermosa  
                  Secc. Tecnología, 1985